

**TUGAS AKHIR - TM 141585**

# **EVALUASI BIAYA PENGGUNAAN GAS SEBAGAI PENGANTI BBM UNTUK START UP PLTU PAITON UNIT I DAN II**

**Pramita Ayu Nurdia Ningrum**  
**NRP 2112105050**

**Dosen Pembimbing**  
**Djatismiko Ichsani, Ir., M.eng., Dr., Prof.**

**JURUSAN TEKNIK MESIN**  
**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER**  
**SURABAYA 2017**



---

TUGAS AKHIR – TM141585

**EVALUASI BIAYA PENGGUNAAN GAS SEBAGAI  
PENGANTI BBM UNTUK START UP PLTU  
PAITON UNIT I DAN II**

PRAMITA AYU NURDIA NINGRUM  
NRP. 2112105050

Dosen Pembimbing:  
Djatismiko Ichsani, Ir., M.Eng., Dr., Prof.

JURUSAN TEKNIK MESIN  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2017





FINAL PROJECT – TM141585

**EVALUATION OF THE COST OF THE USE OF GAS AS A  
SUBSTITUTE FOR BBM TO START UP THE PAITON POWER  
PLANT UNITS I AND II**

PRAMITA AYU NURDIA NINGRUM  
NRP. 2112105050

Advisory Lecturer  
Djatismiko Ichsani, Ir., M.Eng., Dr., Prof.

DEPARTMENT OF MECHANICAL ENGINEERING  
FACULTY OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY  
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY  
SURABAYA 2017

**EVALUASI BIAYA PENGGUNAAN GAS SEBAGAI  
PENGGANTI BBM UNTUK START UP PLTU PAITON  
UNIT I dan II**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada  
Bidang Studi Konversi Energi  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Mesin  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**PRAMITA AYU NURDIA NINGRUM**

NRP. 2110 105 050

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir:

1. Djatmiko Ichsani, Ir., nM.Eng., Dr., Prof. .... (Pembimbing)  
(NIP. 195310191979031002)
2. Bambang Sudarmanta, ST., MT., Dr. .... (Penguji I)  
(NIP. 197301161997021001)
3. Dr. Wawan Aries Widodo, ST., MT. .... (Penguji II)  
(NIP. 197104051997021001)
4. Ary Bachtiar KP, ST., MT., Ph.D. .... (Penguji III)  
(NIP. 197105241997021001)

**SURABAYA  
JANUARI, 2017**

## **EVALUASI BIAYA PENGGUNAAN GAS SEBAGAI PENGANTI BBM UNTUK START-UP PLTU PAITON UNIT I dan II**

**Nama** : Pramita Ayu Nurdia Ningrum  
**NRP** : 2112105050  
**Jurusan** : Teknik Mesin FTI-ITS  
**Dosen Pembimbing** : Djatmiko Ichsani, Ir., M.Eng., Dr.,  
Prof.

*Dewasa ini krisis energi yang terjadi di dunia juga terjadi di Indonesia. Untuk menjawab krisis energi yang ada, Pemerintah memiliki langkah-langkah prioritas pembangunan bidang energy salah satunya yaitu menjalankan program diversifikasi energi dengan mengembangkan energi baru terbarukan, serta melakukan penghematan pemakaian energi melalui program konservasi energi. Proyek Percepatan Diversifikasi Energi (PPDE) PLTU batubara diharapkan mampu mendorong solusi alternatif – aplikatif dalam menjawab permasalahan energi di Indonesia. Saat ini PT PJB mempunyai kontrak yang bersifat take or pay dengan beberapa pemasok gas untuk PLTU dan PLTGU Gresik selama 10 tahun. Ketidak sinkronan antara pola pasokan gas yang konstan (take or pay) dan pola konsumsi gas yang tidak konstan diperkirakan akan terjadi kerugian yang besar berupa kelebihan pasokan gas ketika beban rendah dan kekurangan pasokan gas ketika beban puncak. Potensi kerugian ini dapat diminimalis dengan cara menyimpan sebagian kelebihan pasokan dengan proses compressed natural gas (CNG) ketika beban rendah dan melepas simpanan gas tersebut ketika beban puncak. Disamping itu kelebihan gas CNG pada beban rendah dapat juga ditransfer ke PLTU Paiton untuk*

*startup di unit I dan II. Agar dapat memperoleh gambaran yang komprehensif mengenai proses pemanfaatan kelebihan gas secara CNG ketika beban rendah dan kekurangan gas ketika beban puncak di PLTGU Gresik dan membawa CNG ke Paiton diperlukan suatu Study Kelayakan atau Feasibility Study (FS). Oleh karena itu dalam tugas akhir ini penulis melakukan kajian kelayakan operasional/teknik (KKO) dan kajian kelayakan finansial (KKF) mengenai diversifikasi gas sebagai pengganti BBM untuk startup pembangkit di PLTU Paiton unit I dan II. Harga perolehan gas di PLTU Paiton dibandingkan dengan harga 1 liter HSD dan harga perolehan gas dengan mode transportasi darat dibandingkan dengan menggunakan mode transportasi laut. Dari hasil perhitungan didapatkan harga perolehan gas di PLTU Paiton adalah Rp 54.868,00 dengan moda transportasi kapal dan Rp 15.535,00 dengan menggunakan moda transportasi Truck yang merupakan hasil dari pertambahan biaya investasi serta biaya operasi alat utama system CNG plan dan harga pokok gas. Harga perolehan gas didapat lebih besar karena jumlah gas yang dibutuhkan lebih sedikit daripada jumlah investasi serta biaya perawatan inventaris yang lebih besar dibandingkan dengan jumlah pemakaian gas.*

***Kata Kunci : CNG, diversifikasi gas, start up PLTU***

# **EVALUATION OF THE COST OF THE USE OF GAS AS A SUBSTITUTE FOR BBM TO START UP THE PAITON POWER PLANT UNITS I AND II**

**Name** : Pramita Ayu Nurdia Ningrum  
**Studen Id** : 2112105050  
**Major** : Teknik Mesin FTI-ITS  
**Academic Supervisor** : Djatmiko Ichsani, Ir., M.Eng., Dr.,  
Prof.

*Today the energy crisis that occurred in the world occurred in Indonesia. To answer the existing energy crisis, the Government has measures in the field of energy development priorities one of which is running a program of energy diversification by developing new energy sources, as well as saving energy consumption through energy conservation programs. Energy Diversification Acceleration Project (PPDE) coal power plant is expected to encourage an alternative solution - applied in addressing energy issues in Indonesia. Currently, PT PJB has a contract that is take or pay with several suppliers of gas to the power plant and Gresik power plant for 10 years. The lack sinkronan between constant gas supply pattern (take or pay) and gas consumption patterns are not constant losses expected to occur in the form of an excess supply of gas when the load is low and the shortage of gas supply when the peak load. Potential losses can be minimized by keeping some of the excess supply by the compressed natural gas (CNG) when the load is low and release the gas deposits when the peak load. Besides the advantages of CNG gas at low loads can also be transferred to the Paiton power plant to startup in units I and II. In order to obtain a komprehenship the process of utilization of excess gas in CNG when the load is low and the gas shortage when the peak load in PLTGU Gresik and Paiton necessary to bring CNG to a Feasibility Study or Feasibility Study (FS) .Therefore in this thesis the author did operational feasibility studies / engineering*

*(Marines) and financial feasibility study (KKF) the diversification of gas as a replacement fuel for startup power plants in Paiton units I and II. The acquisition cost of gas in Paiton compared with the price of 1 liter of HSD and the acquisition cost of gas by land transport mode compared to using sea transport modes. From the results of the calculation, the acquisition price of gas at the Paiton power plant is USD 54868.00 with other modes of transport ships and Rp 15535.00 using Truck transport modes that are the result of the increase of the cost of investment and operating costs of the main tools CNG system plan and the cost of gas. The acquisition cost of gas obtained greater because the amount of gas required fewer than the number of inventory investment and maintenance costs are greater than the amount of gas usage.*

**Keywords: CNG, gas diversification, start-up power plant**

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis ucapkan kepada Allah SWT, Tuhan Maha Pengasih Maha Penyayang, karena atas segala nikmat dan karunia-Nya, penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Shalawat dan salam penulis ucapkan kepada Nabi Muhammad SAW yang membawa cahaya keimanan dan agama Islam sebagai pedoman kehidupan untuk selalu bertaqwa dan beriman kepada Allah SWT.

Dalam pengerjaan tugas akhir ini penulis banyak mendapatkan bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak. Untuk itu pada halaman ini, penulis ingin memberi hormat dan ungkapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Ayah dan Ibu, terimakasih.
2. Adik, Cindy Lea Prastini, terimakasih
3. Djatmiko Ichsani, Ir., M.Eng., Dr., Prof. selaku dosen pembimbing tugas akhir yang telah memberikan pembelajaran dan pengetahuan yang tidak ternilai harganya bagi penulis untuk memberikan hasil yang bermanfaat dan terimakasih banyak bapak atas waktunya mau mendengarkan. Terimakasih bapak.
4. Bambang Sudarmanta, ST., MT., Dr. sebagai dosen penguji tugas akhir sekaligus reviewer pomits yang telah memberikan kritik dan saran terhadap penulis dan memberikan pembelajaran kepada penulis serta yang terpenting adalah terimakasih yang sedalam-dalamnya atas perhatian bapak, sungguh saya sangat berterimakasih bapak. Bapak sangat baik, semoga saya tidak mengecewakan kesempatan yang bapak berikan.
5. Dr. Wawan Aries Widodo, ST., MT. Sebagai dosen penguji tugas akhir yang telah memberikan kritik dan saran terhadap penulis dan memberikan pembelajaran kepada penulis. Bapak terimakasih atas nasehat-nasehat bapak, semoga saya tidak mengecewakan kesempatan yang telah

bapak berikan kepada saya. Dari hati yang paling tulus, terimakasih banyak Bapak.

6. Unggul Wasiwitono, selaku dosen wali, bapak terimakasih banyak dari hati yang paling dalam, terimakasih banyak bapak. Terimakasih bapak.
7. Ary Bachtiar KP, ST., MT., Ph.D. Sebagai dosen penguji tugas akhir yang telah memberikan kritik dan saran terhadap penulis dan memberikan pembelajaran kepada penulis. Bapak terimakasih atas nasehat-nasehat bapak.
8. Segenap dosen Jurusan Teknik Mesin ITS yang telah mencurahkan segala tenaga dan pikiran serta pengalaman dalam mendidik penulis dalam bidang keteknikan maupun ilmu tentang kehidupan selama penulis menempuh pendidikan sarjana di Teknik Mesin ITS
9. Nur Imamih dan Khosmin terimakasih semangatnya, menjadi adik sekaligus kakak penulis, terimakasih banyak atas kepercayaan, semangat, dan penjagaannya selama ini.
10. Ridho Rayendra, terimakasih banyak atas bantuannya. Terimakasih mau terus ditanya-tanya. Direpotin. Terimakasih. Terimakasih menjadi satu-satunya orang yang ada disaat tidak ada satu orangpun.

Penulis berharap agar tugas akhir ini bermanfaat untuk pembaca dan perkembangan ilmu pengetahuan ke depannya.  
Wassalamualaikum Wr.Wb

Surabaya, 17 Januari 2017

Penulis



## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN.....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>vi</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xvii</b>

### BAB I

<b>PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan masalah .....	5
1.3 Tujuan Penelitian .....	5
1.4 Batasan Masalah .....	6
1.5 Manfaat Penelitian. ....	6
1.6 Sistematika Penulisan. ....	7

### BAB II

<b>TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>9</b>
2.1 Penelitian Terdahulu.....	9
2.2 Dasar Teori .....	11
2.2.1 Gambaran Umum PLTU Paiton.....	11
2.2.2 Bahan Bakar Gas.....	13
2.2.2.1 Teknologi CNG.....	13
2.2.3 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU Paiton .....	15
2.2.3.1 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU Paiton Jalur Laut ( <i>CNG Marine</i> ).....	15
2.2.3.2 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU Paiton Jalur Darat ( <i>CNG Terrestrial</i> )	17
2.2.4 Peta Situasi .....	19

2.2.5 Peralatan pada Fasilitas Penyediaan Pasokan Gas CNG .....	19
2.2.5.1 Compressor .....	19
2.2.5.2 <i>Piping System</i> .....	20
2.2.5.3 Sistem Transportasi .....	20
2.2.5.4 <i>CNG Storage Cylinder / Skid</i> .....	21
2.2.5.5 <i>Pressure Reducing System (PRS)</i> .....	22
2.2.6 Dasar Teknik .....	23
2.2.6.1 <i>Steel Pipe Design Formula</i> .....	23
2.2.6.2 Pressure Drop pada Pipa .....	24
2.2.6.3 Dasar Termodinamika .....	25
2.2.7 Dasar Ekonomi .....	26
2.2.7.1 Biaya Investasi .....	26
2.2.7.2 Biaya Modal Kerja (Working Capital) .....	26
2.2.7.3 Biaya Operasi .....	27
2.2.7.4 Analisa Perolehan Gas .....	27
2.2.7.4.1 Biaya Investasi .....	27
2.2.7.4.2 Biaya Produksi .....	27

### **BAB III**

<b>METODOLOGI</b> .....	29
3.1 Analisa .....	29
3.1.1 Deskripsi Proses .....	29
3.2 Data Pendukung .....	31
3.3 Proses Pengerjaan .....	31
3.3.1 Analisa Teknik .....	31
3.3.2 Analisa Biaya .....	32
3.4 <i>Flowchart</i> Proses Pengerjaan .....	33
3.5 <i>Flowchart</i> Perhitungan .....	34

### **BAB IV**

<b>HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	37
4.1 Analisa Teknik .....	37
4.1.1 Kebutuhan Gas untuk Start Up PLTU Paiton .....	37
4.1.2 Sistem di Gresik (Jalur Laut) .....	39

4.1.2.1 Perhitungan Spesifikasi Pipa dari <i>Gas Tapping</i> ke <i>CNG Compressor</i> .....	40
4.1.2.2 Pemilihan Kompresor .....	43
4.1.2.3 Perhitungan Diameter Pipa dari <i>Skid</i> ke Dermaga .....	47
4.1.2.4 Pemilihan <i>flexible hose</i> dari Pipa di Dermaga ke <i>skid</i> kapal .....	49
4.1.3 Sistem di Transportasi .....	49
4.1.3.1 Perencanaan Pengangkutan CNG Menggunakan Kapal .....	49
4.1.3.1.1 Perhitungan Jumlah Skid .....	50
4.1.3.1.2 Perencanaan Kapal Pengangkut CNG .....	52
4.1.3.2 Perencanaan Pengangkutan CNG Menggunakan Tangki Truk .....	53
4.1.3.2.1 Perhitungan Jumlah Skid .....	53
4.1.3.2.2 Perencanaan Truk Pengangkut CNG .....	52
4.1.4 Sistem di PLTU Paiton Jalur Laut .....	56
4.1.4.1 Komponen Utama pada PLTU di Paiton .....	56
4.1.4.2 Perhitungan Sistem Perpipaan .....	57
4.1.4.3 Perhitungan Spesifikasi Kompresor di Daughter Station .....	59
4.1.5 Sistem di PLTU Paiton Jalur Darat .....	64
4.1.5.1 Komponen Utama pada PLTU di Paiton .....	64
4.1.6 Perhitungan Sistem PRU (Pressure educing Unit) ....	64
4.2 Analisa Finansial .....	68
4.2.1 Asumsi dalam Melakukan Kajian Finansial .....	68
4.2.2 Konsumsi Gas Pertahun ( <i>CNG Marine</i> ) .....	68
4.2.3 Biaya Produksi dari Biaya Investasi .....	69
4.2.4 Biaya Operasi .....	71
4.2.4.1 Biaya Kompresi di Gresik .....	71
4.2.4.2 Transportasi Laut .....	71
4.2.4.3 Biaya Kompresi di PLTU Paiton .....	77
4.2.4.4 Biaya Dekompresi .....	78

4.2.4.5 Perhitungan Biaya Pipa .....	79
4.2.5 Harga Perolehan Gas .....	80
4.2.6 Konsumsi Gas Tahunan ( <i>CNG Terrestrial</i> ) .....	81
4.2.7 Biaya Produksi dari Biaya Investasi .....	82
4.2.8 Biaya Operasi .....	83
4.2.8.1 Transportasi Darat .....	83
4.2.8.2 Biaya Dekompresi .....	86
4.2.9 Harga Perolehan Gas .....	88

## **BAB V**

<b>KESIMPULAN dan SARAN .....</b>	<b>91</b>
-----------------------------------	-----------

<b>5.1 Kesimpulan .....</b>	<b>91</b>
-----------------------------	-----------

<b>5.2 Saran .....</b>	<b>92</b>
------------------------	-----------

<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>93</b>
-----------------------------	-----------

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Hubungan produksi dan konsumsi minyak di Indonesia .....	1
Gambar 2.1 Peta PLTU Paiton.....	11
Gambar 2.2 Proses pembawaan gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton.....	16
Gambar 2.3 Proses pembawaan gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton menggunakan Truk.....	18
Gambar 2.4 Peta situasi pengangkutan <i>tube skid</i> menuju PLTU Paiton.....	19
Gambar 2.5 Kompresor.....	20
Gambar 2.6 Kapal pengangkut CNG .....	21
Gambar 2.7 Truk pengangkut CNG.....	21
Gambar 2.8 <i>CNG Storage</i> .....	22
Gambar 2.9 <i>Pressure Reducing system (PRS)</i> .....	22
Gambar 2.10 Diagram Penurunan Pressure di <i>Pressure Reducing system (PRS)</i> .....	23
Gambar 2.11 Pipa.....	24
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> proses pengerjaan .....	33
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> Perhitungan.....	34
Gambar 4.1 Peta jarak antara PJB Gresik dengan Paiton melalui laut .....	50
Gambar 4.2 Kapal pengangkut <i>CNG</i> .....	52
Gambar 4.3 Peta jarak antara PJB Gresik dengan Paiton melalui darat. ....	54
Gambar 4.4 Truck pengangkut <i>CNG</i> .....	55
Gambar 4.5 Skema skid di kapal, kompresor dan skid di Daughter station .....	59
Gambar 4.6 Gas pada skid di kapal masih penuh. ....	60
Gambar 4.7 Gas telah setimbang baik tekanan maupun temperature .....	60
Gambar 4.8 Skema skid di kapal, kompresor dan skid di darat..	62

*(Halaman Ini Sengaja dikosongkan)*

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Properties of CNG.....	14
Tabel 4.1 Jumlah Konsumsi HSD untuk <i>Start Up</i> di PLTU paiton Unit 1 & 2 .....	37
Tabel 4.2 Kebutuhan gas untuk <i>startup</i> PLTU Paiton unit 1&2. ....	39
Tabel 4.3 Data Gas.....	40
Tabel 4.4 Pemilihan jumlah kompresor .....	46
Tabel 4.5 Spesifikasi kompresor .....	46
Tabel 4.6 Propertis Gas .....	47
Tabel 4.7 Waktu yang dibutuhkan kapal dari PJB Gresik menuju PLTU Paiton.....	51
Tabel 4.8 Spesifikasi <i>CNG Storage</i> .....	51
Tabel 4.9 Spesifikasi Kapal .....	53
Tabel 4.10 Waktu yang dibutuhkan truck dari PJB Gresik menuju PLTU Paiton.....	54
Tabel 4.11 Spesifikasi <i>CNG Storage</i> .....	55
Tabel 4.12 Spesifikasi Truck .....	56
Tabel 4.13 Data gas.....	57
Tabel 4.14 Tekanan dan Temperatur kondisi 1 sampai 5 .....	64
Tabel 4.15 Harga Beli Komponen Utama.....	69
Tabel 4.16 Spesifikasi Kapal .....	73
Tabel 4.17 Harga Perolehan Gas dengan moda transportasi Kapal .....	80
Tabel 4.18 Harga Beli Komponen Utama <i>Trucking</i> . ....	81
Tabel 4.19 Spesifikasi Truck .....	83
Tabel 4.20 Harga Perolehan Gas dengan moda transportasi Truck .....	88
Tabel 4.21 Tabel Perbandingan Harga Perolehan Gas Melalui Jalur Darat dan Jalur Laut .....	89

*Halaman ini sengaja dikosongkan)*

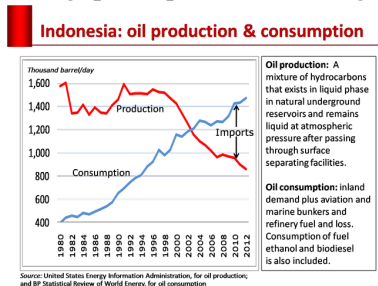


# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Energi memiliki posisi vital dalam keberlangsungan kehidupan di muka bumi. Energi merupakan pengatur segala benda, tata nilai dan aktivitas manusia, dan alam. Dewasa ini krisis energi yang terjadi di dunia juga terjadi di Indonesia. Cadangan energi di Indonesia terutama energi fosil (minyak bumi, batubara) semakin hari semakin menyusut. Hal ini juga diperparah dengan pemborosan dalam penggunaan energi fosil. Penduduk yang semakin meningkat juga menyebabkan ketersediaan akan energi fosil semakin berkurang karena konsumsi energi per kapita akan meningkat.



**Gambar 1.1** Hubungan produksi dan konsumsi minyak di Indonesia

Sumber : <https://jakarta45.wordpress.com/tag/oil-gas/page/4/>

Gambar. 1.1 menunjukkan hubungan produksi dan konsumsi minyak di Indonesia. Pada gambar tersebut dijelaskan produksi tiap tahunnya semakin menurun sedangkan konsumsi tiap tahunnya semakin naik. Pada akhirnya produksi minyak akan lebih rendah jika dibandingkan dengan konsumsinya. Hal inilah yang menyebabkan terjadinya krisis energi.

Selain itu, sudah 11 Tahun Subsidi BBM Lebih Besar dari Defisit APBD. Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) masih mencatat defisit karena penerimaan tak mampu menutupi belanja negara. Salah satu penyebabnya adalah subsidi bahan bakar minyak (BBM) yang mencapai ratusan triliun rupiah setiap tahunnya. Dalam APBN-Perubahan 2014, subsidi BBM dianggarkan Rp 246,5 triliun dan kemungkinan akan lebih dari itu. Sementara tahun depan, subsidi BBM direncanakan Rp 291,1 triliun. Anggaran subsidi BBM lebih besar ketimbang defisit anggaran. Tahun ini, defisit anggaran direncanakan Rp 241,5 triliun, sedangkan tahun depan Rp 257,6 triliun.

(<http://finance.detik.com/read/2014/09/07/144514/2683600/1034/sudah-11-tahun-subsidi-bbm-lebih-besar-dari-defisit-apbn/n> diakses 21/06/2016)

Disisi lain, Indonesia mempunyai potensi sumber energi terbarukan yang sangat besar untuk dikembangkan sebagai sumber energi alternatif pengganti energi fosil yang produksinya telah menurun. Sumber energi terbarukan yang dapat dikembangkan antara lain adalah surya, angin, air, laut, dan biomassa. Pemanfaatan energi terbarukan sebagai sumber energi baru yang terbarukan sangat tergantung dari teknologi dan cara konversinya. Cara konversi yang berbeda akan mempengaruhi jenis energi yang akan dihasilkan. Untuk menghasilkan suatu energi yang bisa digunakan tidak harus menggunakan teknologi yang rumit. Pada umumnya sumber-sumber energi terbarukan tersedia di berbagai lokasi, sehingga cukup baik untuk dimanfaatkan pada daerah-daerah yang masih sulit terjangkau oleh pasokan energi konvensional. Akan tetapi ketersediaanya tidak kontinyu terhadap waktu sehingga perlu dilakukan penyimpanan energi atau kombinasi antara sumber-sumber energi tersebut.

Untuk menjawab krisis energi yang ada, Pemerintah memiliki langkah-langkah prioritas pembangunan bidang energi, yaitu:

1. Meningkatkan pasokan energi ke depan baik migas, batubara, dan energi terbarukan.
2. Mempercepat pembangunan infrastruktur energi terutama infrastruktur migas dan pengembangan infrastruktur energi terbarukan secara masif.
3. Pengendalian konsumsi energi (melalui regulasi, pengendalian subsidi dan kebijakan harga).
4. Menjalankan program diversifikasi energi dengan mengembangkan energi baru terbarukan, serta melakukan penghematan pemakaian energi melalui program konservasi energi.

(<http://www.esdm.go.id/siaran-pers/55-siaran-pers/7316-menteri-esdm-ketahanan-energi-indonesia-tidak-perlu-waktu-lama-untuk-terwujud.html/> diakses pada tanggal 21/06/2016)

Menurut badan regulasi minyak dan gas terdahulu, BP Migas, perusahaan-perusahaan yang beroperasi di Indonesia memproduksi 8,8 miliar cubic feet gas alam per hari di tahun 2011, atau 1,5 juta barel setara minyak, yaitu dua-pertiga lebih banyak daripada produksi minyak. Terlebih, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral pada tahun 2011 memperkirakan bahwa Indonesia mempunyai sumber daya gas sebesar 335 triliun cubic feet, setara dengan 59,6 miliar barel minyak. Sehingga solusi jangka pendek untuk menangani krisis energi yang juga berpengaruh terhadap APBN adalah dengan mempercepat proyek diversifikasi energi. Peningkatkan kecepatan dalam mengalihkan energy mix untuk merefleksi konsumsi gas alam yang lebih tinggi.

Proyek Percepatan Diversifikasi Energi (PPDE) PLTU batubara 10.000 MW dimana pada tahap I masuk di tahun 2012

ke Jaringan Sistem Jawa Bali, sehingga beberapa pembangkit *existing* yang berbahan bakar minyak (BBM) akan dikurangi jam operasinya karena harga BBM jauh lebih mahal dari pada batubara dan gas. Penggunaan BBM, khususnya pada PLTG/PLTGU, umumnya digunakan untuk memikul beban puncak/peaker yang biasanya terjadi pada jam 17:00 s/d 23:00. Melakukan diversifikasi dari penggunaan BBM ke bahan bakar gas (BBG) merupakan salah satu langkah penghematan biaya produksi yang sangat signifikan. Proyek Percepatan Diversifikasi Energi (PPDE) PLTU batubara diharapkan mampu mendorong solusi alternatif – aplikatif dalam menjawab permasalahan energi di Indonesia.

Seiring dengan kondisi energi di Indonesia, saat ini PT PJB mempunyai kontrak yang bersifat *take or pay* dengan beberapa pemasok gas untuk PLTU dan PLTGU Gresik selama 10 tahun. Ketidak sinkronan antara pola pasokan gas yang konstan (*take or pay*) dan pola konsumsi gas yang tidak konstan diperkirakan akan terjadi kerugian yang besar berupa kelebihan pasokan gas ketika beban rendah dan kekurangan pasokan gas ketika beban puncak.

Potensi kerugian ini dapat diminimalis dengan cara menyimpan sebagian kelebihan pasokan dengan proses *compressed natural gas* (CNG) ketika beban rendah dan melepas simpanan gas tersebut ketika beban puncak. Disamping itu kelebihan gas CNG pada beban rendah dapat juga ditransfer ke PLTU Paiton dengan terlebih dahulu membuat gas engine power plant baru. Agar dapat memperoleh gambaran yang komprehensif mengenai proses pemanfaatan kelebihan gas secara CNG ketika beban rendah dan kekurangan gas ketika beban puncak di PLTGU Gresik dan membawa CNG ke Paiton diperlukan suatu Study Kelayakan atau *Feasibility Study* (FS).

Oleh karena itu dalam tugas akhir ini penulis melakukan kajian kelayakan operasional/teknik (KKO) dan kajian kelayakan finansial (KKF) mengenai diversifikasi gas sebagai pengganti BBM untuk *startup* pembangkit di PLTU Paiton unit I dan II.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang di atas maka dapat di rumuskan masalah yang dihadapi oleh gagasan ini adalah :

1. Bagaimana menentukan kebutuhan BBM untuk *Start Up* di PLTU Paiton?
2. Bagaimana perhitungan kesetaraan kebutuhan BBM terhadap kebutuhan gas di PLTU Paiton?
3. Bagaimana proses (kompresi, transportasi, dekompresi) gas dari Gresik menuju Paiton?
4. Berapa biaya yang dibutuhkan untuk masing-masing proses (biaya investasi dan biaya operasional)?
5. Bagaimana analisa kelayakan secara teknis maupun ekonomis mengenai proses diversifikasi bahan bakar BBM menjadi gas pada saat *Start up* di PLTU Paiton?

## 1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penulisan karya tulis ini adalah:

1. Menentukan kebutuhan BBM untuk *Start Up* di PLTU Paiton
2. Menghitung kesetaraan kebutuhan BBM terhadap kebutuhan gas di PLTU Paiton
3. Alur proses (kompresi, transportasi, dekompresi) gas dari Gresik menuju Paiton
4. Menghitung biaya yang dibutuhkan untuk masing-masing proses (biaya investasi dan biaya operasional)

5. Menganalisa kelayakan secara teknis maupun ekonomis mengenai proses diversifikasi bahan bakar BBM menjadi gas pada saat *Start up* di PLTU Paiton?

#### **1.4 Batasan masalah**

Untuk memberikan arah perancangan analisa diberikan batasan - batasan sebagai berikut:

1. Analisa berdasarkan konsumsi energi listrik di PLTU Paiton
2. Analisa penelitian hanya dibatasi pada *analisa teknik serta analisa finansial*
3. Analisa kelayakan lingkungan dan analisa kelayakan resiko tidak diikutsertakan
4. Spesifikasi peralatan seperti kompresor, skid, *pressure reducing system* terbatas pada tekanan dan temperatur kerja yang pada umumnya dipakai
5. Kajian finansial harga perolehan gas CNG di PLTU Paiton sebagai pengganti HSD untuk Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) dilakukan untuk periode studi selama 15 tahun
6. Kelayakan harga perolehan gas dianalisa berdasarkan biaya investasi dan biaya operasi

#### **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat yang diharapkan dari hasil penelitian ini adalah :

1. Memperluas pengetahuan tentang studi teknik mengenai sistem CNG, peralatan utama PLTMG yang meliputi penentuan spesifikasi serta analisa finansial secara ekonomi teknik

2. Mengetahui kelayakan sistem CNG untuk pembangkit di PLTU Paiton
3. Melakukan program diversifikasi energi dari BBM (Bahan Bakar Minyak) ke BBG (Bahan Bakar Gas)
4. Mengurangi ketergantungan PLN terhadap penggunaan BBM
5. Ikut mengurangi tingkat pencemaran udara yang disebabkan oleh pembakaran BBM

### **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

- **BAB I PENDAHULUAN**  
Pada bagian ini diuraikan latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan sistematika penulisan.
- **BAB II KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI**  
Pada bagian ini diuraikan beberapa landasan teori dan hasil penelitian sebelumnya.
- **BAB III METODE PENELITIAN**  
Pada bagian ini akan diuraikan metode penelitian, spesifikasi peralatan yang akan dipakai dalam pengujian, cara pengujian, dan data yang diambil.
- **BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN**  
Dalam bab ini dibahas tentang perhitungan dan analisis dari data yang didapat dari hasil penelitian.
- **BAB V PENUTUP**  
Pada bagian ini berisi kesimpulan hasil penelitian serta saran-saran konstruktif untuk penelitian selanjutnya.
- **DAFTAR PUSTAKA**
- **LAMPIRAN**

*(halaman ini sengaja dikosongkan)*



## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Penelitian Terdahulu**

Cipto Hadi Purnomo dalam penelitiannya yang berjudul “Kajian Teknis Dan Ekonomis Pengganti Sistem Bahan Bakar Residu Menjadi Gas Pada Pt. Indonesia Power Ubp Perak-Grati Sub Unit Perak” menganalisis tentang kelayakan desain PLTU perak menjadi gas secara teknik dan ekonomi.

Langkah yang dilakukan yaitu memilih bahan bakar sebelum mendesign sistem berbahan bakar gas pada PT. Indonesia Power. Pada pemilihan bahan bakar terlebih dahulu dibahas mengenai karakteristik dari masing-masing bahan bakar, harga dan cadangan bahan bakar, Selanjutnya dipilih bahan bakar yang mempunyai karakteristik bagus, harga murah, dan mempunyai cadangan yang besar. Setelah mengetahui spesifikasi dari boiler, maka akan diketahui pula mengenai berapa besar kebutuhan bahan bakar yang digunakan pada proses PLTU tersebut. Dengan bergantinya bahan bakar yang digunakan, maka burner yang digunakan juga tidak akan sama karena akan berpengaruh terhadap proses pembakaran. Pemilihan burner dilakukan berdasarkan kriteria gas yang digunakan Untuk mendesign dari PLTU bersistem lama yaitu residu konvensional menjadi gas harus melihat kondisi lingkungan tempat PLTU tersebut berdiri. Dalam tahap ini berkaitan dengan design sistem. Diantaranya adalah kapasitas tangki cadangan yang dibutuhkan ketika supply bahan bakar dari Pertamina mengalami trouble, kebutuhan bahan bakar, pemilihan burner, dan pressure regulator. Setelah mendesign sistem tersebut, langkah selanjutnya adalah analisa ekonomis. Analisa ekonomis digunakan untuk menentukan berapa besar biaya yang dibutuhkan dalam sistem berbahan bakar gas ini.

Hasil penelitian tersebut adalah Setelah dilakukan analisa dan perhitungan ekonomis, ternyata pembangkit listrik dengan bahan bakar MFO membutuhkan biaya lebih besar daripada dengan memakai bahan bakar CNG[5].

Fidhiarta Andhika, dalam penelitiannya yang berjudul “Study Kelayakan Pembangunan PLTM Lubuk Gadang” menganalisis tentang analisa teknik yang meliputi desain elevasi bak penenang panjang saluran penghantar dan saluran desain PLTM Lubuk Gadang yang memberikan biaya pembangunan per kapasitas terendah, menentukan debit air PLTM Lubuk Gadang yang memberikan harga biaya pembangunan perkapasitas terendah serta melakukan analisa finansial terhadap usulan desain PLTM Lubuk Gadang apakah layak ekonomis atau tidak.

Dalam penelitiannya tersebut, analisa finansial menghitung biaya konstruksi, identifikasi biaya operasional PLTM dimana biaya operasional terdiri dari biaya tetap dan tidak tetap. Hasil penelitian tersebut memberikan kesimpulan bahwa proyek dikatakan layak karena menghasilkan nilai yang positif > Rp.0,- Sedangkan dari analisis IRR diperoleh tingkat pengembalian modal sebesar 16%, nilai ini dikatakan layak secara finansial karena lebih besar dari nilai MARR yang diisyaratkan yaitu sebesar 12%[6].

## 2.2 Dasar Teori

### 2. 2. 1 Gambaran Umum PLTU Paiton



**Gambar 2.1** Peta PLTU Paiton

Unit Pembangkitan Paiton adalah sebuah pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) yang dikelola oleh PT Pembangkitan Jawa-Bali. Pembangkit ini berada di kompleks pembangkit listrik di Kecamatan Paiton, Kabupaten Probolinggo. Tepatnya berada di posisi paling timur kompleks yang berada di tepi jalur pantura Surabaya-Banyuwangi. Pembangkit ini mengoperasikan 2 PLTU dengan total kapasitas 800 MW. Energi listrik ini kemudian didistribusikan melalui SUTET 500 kV Sistem Interkoneksi Jawa-Bali.

PLTU Paiton sendiri merupakan satu diantara tiga pilar pembangkit yang ada di Jawa Bali selain PLTU di Jawa Tengah dan Jawa Barat PLTU Paiton sendiri saat ini memiliki 9 Unit

Pembangkit. Unit 1 dan 2 milik PJB, Unit 3, 7, dan 8 milik Paiton Energy ops by IPMOMI, Unit 5 dan 6 milik Jawa Power ops by YTL, dan terakhir Unit 9 milik PJB Service. Sedangkan untuk kapasitasnya, unit 1 dan 2 masing-masing 370 MW, unit 3 815 MW, unit 5 dan 6 masing-masing 610 MW, unit 7 & 8 masing-masing 615 MW, dan unit 9 sekitar 700 MW. Dengan kapasitas sebesar itu maka PLTU Paiton merupakan salah satu kompleks Pembangkitan yg sangat vital dan penting. Pembangkitan yg sangat vital dan penting.

PLTU Paiton 3 mensuplai tenaga listrik ke sistem kelistrikan Jawa-Bali sebesar 815 MW. Proyek ini merupakan pembangkit ekspansi yang menggunakan teknologi super critical (lebih efisien dari PLTU konvensional) dengan kapasitas unit terbesar pertama saat ini yang dikembangkan oleh swasta/Independent Power Producer (IPP), yaitu PT Paiton Energy Company dengan nilai investasi sebesar US\$ 1,5 Milyar.

Pembangkit tenaga listrik ini semula direncanakan beroperasi pada 22 April 2012, namun realisasinya mampu beroperasi komersial lebih cepat 1 (satu) bulan dari jadwal semula, yaitu pada 18 Maret 2012. Dengan diselesaikannya pembangunan PLTU Paiton 3 yang lebih cepat 1 (satu) bulan tersebut, telah memberikan potensi penghematan biaya bahan bakar sebesar  $\pm$  Rp 1,1 Trilyun apabila dibandingkan dengan menggunakan BBM. Dengan telah beroperasinya PLTU Paiton 3 ini, maka PT Paiton Energy Company menjadi pengelola pembangkit tenaga listrik terbesar di kompleks pembangkitan Paiton dengan total kapasitas sebesar 2.035 MW atau sekitar 7% dari total kapasitas pembangkit di Jawa-Bali.

Pemerintah mengharapkan prestasi ini dapat menjadi contoh bagi proyek-proyek pembangkit lainnya yang tersebar di seluruh Indonesia, karena selain memberikan tambahan kapasitas,

pembangkit berbahan bakar non-BBM akan memberikan penghematan komponen biaya bahan bakar secara keseluruhan yang cukup signifikan yang pada akhirnya dapat menekan alokasi subsidi listrik yang harus disediakan oleh Pemerintah.

### **2. 2. 2 Bahan Bakar Gas**

Bahan bakar gas merupakan gas alam yang telah dimampatkan. Secara umum lebih dari 80% komponen gas bumi yang dipakai sebagai bahan bakar gas merupakan gas metana, 10%-15% gas etana dan sisanya adalah gas karbondioksida dan gas-gas lain.

Bahan bakar gas merupakan bahan bakar alternatif yang paling prospektif dikembangkan, karena:

- Jumlah persediaan minyak bumi yang mulai menipis mengakibatkan kelangkaan minyak bumi dan memberi dampak yang besar pada tiap-tiap Negara terutama Negara-negara berkembang seperti Indonesia. Kelangkaan minyak bumi secara langsung akan memiliki dampak besar pada sektor perekonomian dan transportasi.
- Cadangan gas bumi relatif masih cukup besar dan biaya pengadaannya lebih murah dari Bahan Bakar Minyak
- Ramah lingkungan karena polusi yang disebabkan oleh bahan bakar gas relatif lebih rendah dibandingkan bahan bakar minyak. Hal ini disebabkan oleh bahan bakar dengan unsur utama metana dan etana mempunyai perbandingan jumlah atom hidrogen terhadap atom karbon yang lebih tinggi .

#### **2.2.2.1 Teknologi CNG**

CNG adalah gas alam yang dikompresi pada tekanan 2000-3000 psi (130-200 atm) dan terkadang didinginkan ke temperatur

yang lebih rendah (sampai dengan  $-40^{\circ}\text{C}$  -  $40^{\circ}\text{C}$ ).. Teknologi CNG sebenarnya cukup sederhana dan dapat diaplikasikan secara komersial. Untuk transportasi gas di darat sudah digunakan teknologi CNG pada beberapa aplikasi, termasuk taksi, kendaraan pribadi, dan bus umum. Bahkan di Indonesia, Jakarta khususnya sudah diaplikasikan CNG pada busway Transjakarta pada keseluruhan armadanya. CNG merupakan alternatif yang baik apabila jarak yang ditempuh kurang dari 2000 km (1200 mil). Pengisian CNG dapat dilakukan dari sistem bertekanan rendah maupun bertekanan tinggi. Perbedaanannya terletak dari biaya pembangunan stasiun dibanding dengan lamanya pengisian bahan bakar. Idealnya, tekanan pada jaringan pipa gas adalah 11 bar, dan agar pengisian CNG bisa berlangsung dengan cepat, diperlukan tekanan sebesar 200 bar, atau 197 atm, 197 kali tekanan udara biasa. Dengan tekanan sebesar 200 bar, pengisian CNG setara 130 liter premium dapat dilakukan dalam waktu 3-4 menit [8].

**Tabel 2.1** Properties of CNG

### PROPERTIES OF CNG

CNG Properties	Value
Density ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )	0.72
Flammability limits (volume % in air)	4.3-15
Flammability limits (O)	0.4-1.6
Autoignition temperature in air ( $^{\circ}\text{C}$ )	723
Minimum ignition energy ( $\text{mJ}$ ) <sup>b</sup>	0.28
Flame velocity ( $\text{ms}^{-1}$ ) <sup>b</sup>	0.38
Adiabatic flame temperature (K) <sup>b</sup>	2214
Quenching distance (mm) <sup>b</sup>	2.1
Stoichiometric fuel/air mass ratio	0.069
Stoichiometric volume fraction %	9.48
Lower heating value ( $\text{MJ}/\text{kg}$ )	45.8
Heat of combustion ( $\text{MJ}/\text{kg}_{\text{air}}$ ) <sup>b</sup>	2.9

### 2.2.3 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU

#### Paiton

Menurut Jens Hetland, sistem transportasi LNG dilakukan bila jarak tempuh  $>3,000$  km dengan jumlah gas yang diangkut minimal 500 MMSCF. Metode transportasi dengan menggunakan pipa gas dilakukan untuk jarak pengangkutan  $<2,500$  km. Sementara itu, metode CNG merupakan metode transportasi gas yang berada diantara metode LNG dan pipelines. Jarak tempuh pengangkutan gas untuk CNG adalah antara 800-3,000 km dengan jumlah gas yang diangkut  $< 300$  MMSCF. CNG adalah teknologi penyimpanan gas bumi dalam bejana bertekanan tinggi (s.d. 3000 psig), yang ditransportasikan pada truk atau kapal pada suhu ruang atau suhu kriogenikda. Metode CNG dapat diaplikasikan melalui darat dan laut. Jalur darat (CNG Terrestrial) menggunakan truck mounted CNG atau CNG trailer. Sedangkan jalur laut (CNG Marine) menggunakan kapal dengan desain khusus.

Dalam karena itu dalam tugas akhir ini penulis melakukan kajian kelayakan operasional/teknik (KKO) dan kajian kelayakan finansial (KKF) mengenai diversifikasi gas sebagai pengganti BBM untuk *startup* pembangkit di PLTU Paiton unit I dan II dengan proses transfer gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton menggunakan moda transportasi laut ataupun darat :

#### 2.2.3.1 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU

##### Paiton Jalur Laut (*CNG Marine*)

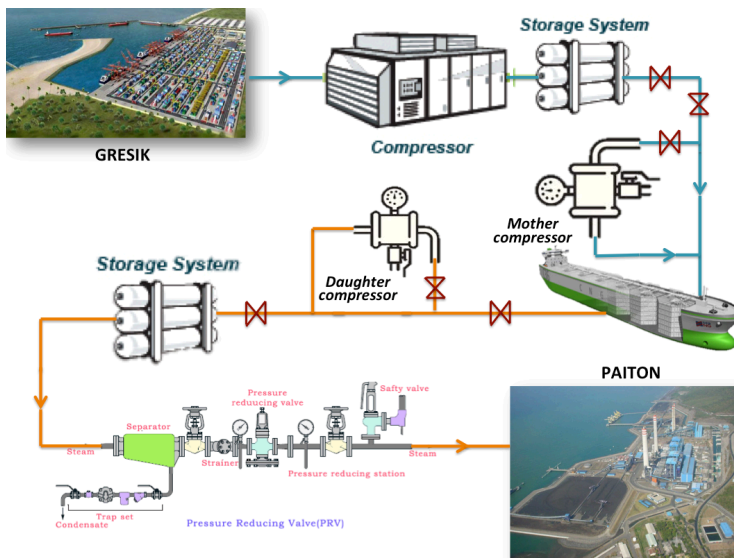
##### ➤ Proses di sisi Mother Station( pusat pengisian gas) UP Gresik

Proses di mother station (pusat pengisian gas) Gresik ini meliputi tapping gas mengalir di dalam pipa dari gas station. Selanjutnya gas dialirkan menuju ke gas pretreatment (terdiri

dari scrubber, filter dan dryer) yang selanjutnya dialirkan ke CNG Compressor guna memperoleh tekanan yang tinggi. Gas bertekanan tinggi dari kompresor selanjutnya dialirkan ke *storage*, yang berisi *skid-skid*.

### ➤ Proses di sisi transportasi

Gas bertekanan tinggi dari kompresor selanjutnya dialirkan ke *storage*, dari *storage* dialirkan menuju dermaga menggunakan *mother compressor* menuju *skid* yang berada di dalam kapal laut . Kapal laut mentransportasikan gas menuju ke PLTU Paiton. Proses transfer gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton dapat terlihat pada gamabar dibawah ini:



**Gambar 2.2** Proses pembawaan gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton



➤ **Proses di sisi Daughter Station**

Gas dari Skid di dalam kapal yang bersandar di dermaga PLTU Paiton maupun gas yang diangkut melalui truk kemudian nantinya akan dialirkan melalui *flexible hose* dan piping menuju ke *daughter compressor* untuk disimpan di dalam Skid yang ada di darat. Gas dari dalam Skid dialirkan menuju ke PRU (Pressure Reducing Unit) untuk diturunkan tekanannya kemudian dialirkan melalui piping sistem menuju ke boiler PLTU Paiton.

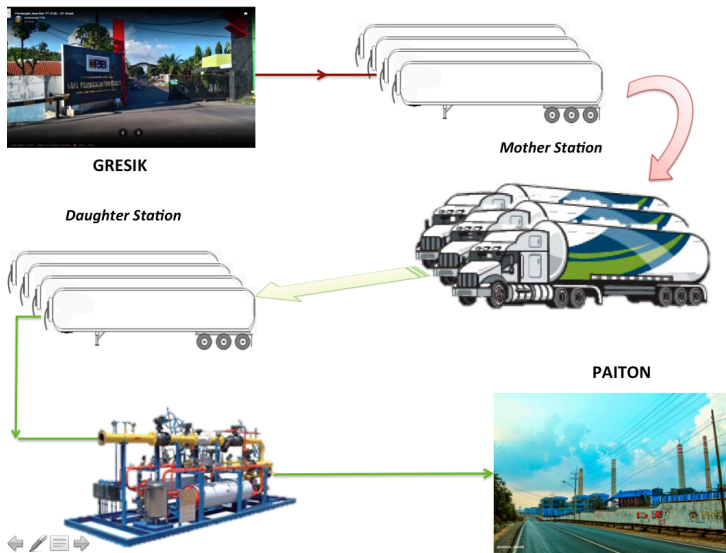
**2.2.3.2 Proses Transfer Gas dari UP Gresik Menuju PLTU Paiton Jalur Darat (CNG Terrestrial)**

➤ **Proses di sisi Mother Station( pusat pengisian gas) UP Gresik**

Proses di mother station (pusat pengisian gas) Gresik ini meliputi tapping gas mengalir di dalam pipa dari gas station. Selanjutnya gas dialirkan menuju ke gas pretreatment (terdiri dari scrubber, filter dan dryer) yang selanjutnya dialirkan ke CNG Kompresor guna memperoleh tekanan yang tinggi. Gas bertekanan tinggi dari kompresor selanjutnya dialirkan ke *storage*, yang berisi *skid-skid*.

➤ **Proses di sisi transportasi**

Skid-skid yang telah terisi CNG di *Mother Station* diangkut menggunakan *truck* menuju PLTU Paiton (*daughter station*).

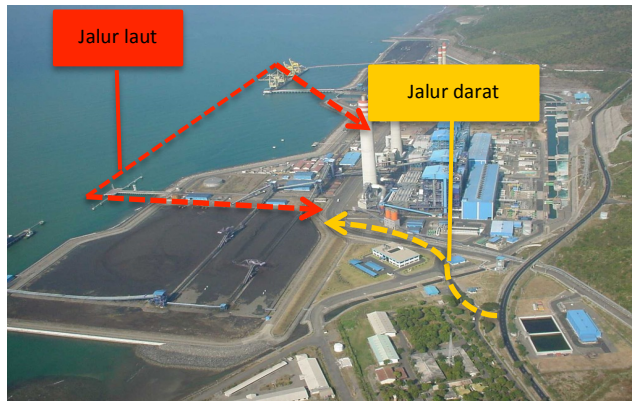


**Gambar 2.3** Proses pembawaan gas dari UP Gresik ke PLTU Paiton menggunakan Truk

➤ **Proses di sisi Daughter Station**

Gas dari dalam *skid* (*daughter station*) dialirkan menuju ke PRU (Pressure Reducing Unit) untuk diturunkan tekanannya kemudian dialirkan melalui piping sistem menuju ke boiler PLTU Paiton.

## 2. 2.4 Peta situasi



**Gambar 2.4** Peta situasi pengangkutan *tube skid* menuju PLTU Paiton

Gambar 2.4 menunjukkan peta situasi pengangkutan gas dari gas-station di UP Gresik ke *daughter station* di PLTU Paiton yang kemudian dialirkan ke PRU untuk kemudian diteruskan ke boiler-boiler saat *start up* di PLTU Paiton.

## 2.2.5 Peralatan pada fasilitas penyediaan pasokan gas CNG

### 2.2.5.1 Compressor

Alat mekanik yang berfungsi untuk meningkatkan tekanan fluida mampu mampat, yaitu gas atau udara. Tujuan meningkatkan tekanan supaya dapat untuk mengalirkan atau kebutuhan proses dalam suatu system proses yang lebih besar.



**Gambar 2.5** Kompresor

#### **2.2.5.2 Piping system**

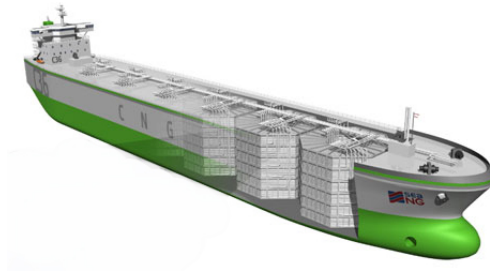
Sistem pipa merupakan bagian utama suatu sistem yang menghubungkan titik dimana fluida disimpan ke titik pengeluaran semua pipa.

Pengertian piping system adalah seluruh sistem perpipaan yang terinterkoneksi pada mother dan daughter station, dan pada sistem loading dan unloading. Standart yang digunakan untuk perhitungan pipa adalah ASME B31.8 Gas Trans. & Distribution Piping.

#### **2.2.5.3 Sistem Transportasi**

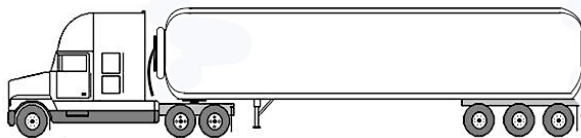
- **Kapal laut yang dilengkapi dengan CNG storage Cylinder ( skid)**

Kapal laut berfungsi untuk mengangkut gas dari Gresik menuju PLTU Paiton. Kapal laut didesain khusus untuk membawa tabung skid dari Gresik ke PLTU Paiton. Dimensi kapal dipilih yang cocok untuk mengangkut skid.



**Gambar 2.6** Kapal pengangkut CNG

- **Truk pengangkut CNG storage Cylinder ( skid)**

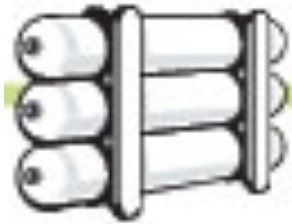


**Gambar 2.7** Truk pengangkut CNG

Truk berfungsi untuk mengangkut gas dari Gresik menuju PLTU Paiton. Truk didesain khusus untuk membawa tabung skid dari Gresik ke PLTU Paiton. Dimensi truk dipilih yang cocok untuk mengangkut skid yang telah tentukan.

#### **2.2.5.4 CNG storage cylinder/Skid**

*CNG Storage cylinder* adalah tempat penyimpanan gas dalam bentuk tabung. Setelah ditekan di kompresor, gas dialirkan dan disimpan didalam rangkaian tube-tube (storage) dengan tekanan 250 bar. Ketika gas akan digunakan, maka gas akan dialirkan kembali.



**Gambar 2.8** *CNG Storage*

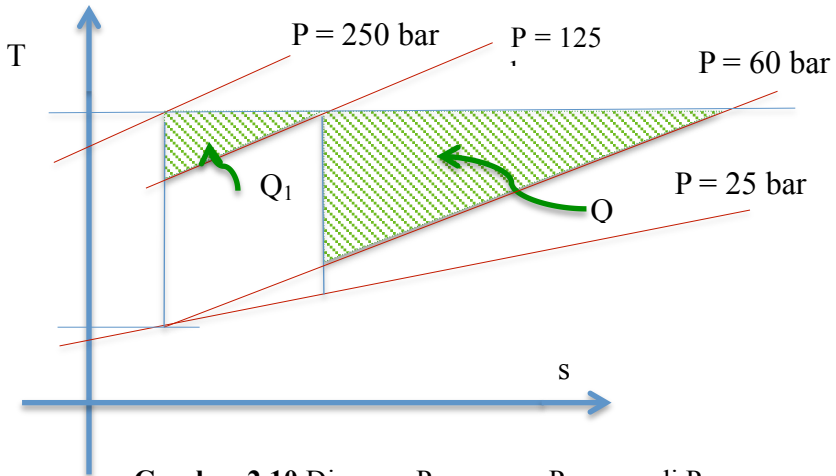
#### **2.2.5.5 Pressure Reducing System (PRS)**

*Pressure Reducing system (PRS)* digunakan untuk menurunkan tekanan menjadi tekanan masuk yang di isyaratkan pembangkit. Penurunan tekanan akan mengakibatkan temperatur gas menjadi dingin bahkan *frozen*. Bila hal ini terjadi maka terjadi penyumbatan pada sistem saluran di PRS.



**Gambar 2.9** *Pressure Reducing system (PRS)*

Untuk mengatasi terjadinya pembekuan yang menyebabkan penyumbatan pada system saluran di PRS maka dilakukan penurunan secara perlahan.



**Gambar 2.10** Diagram Penurunan Pressure di Pressure Reducing system (PRS)

## 2.2.6 DASAR TEKNIK

### 2.2.6.1 Steel Pipe Design Formula

Desain tekanan untuk sistem pipa gas atau nominal wall thicknes untuk desain tekanan yang sudah diketahui ditentukan menggunakan formula:

$$P = \frac{2000 St}{D} FET$$

Keterangan:

P= desain tekanan (Psi)

S= minimum yield strength (ASME B 31.8 Table D-1)

t= wall thickness (in)

F= faktor desain (ASME B 31.8 Table 841.1.6-1)

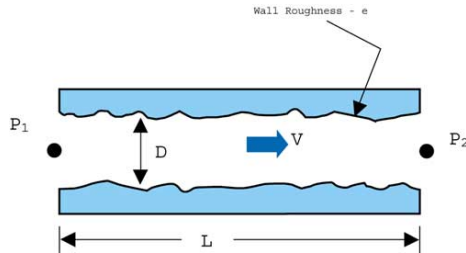
E= Longitudinal Joint factor (ASME B 31.8 Table 841.1.7)

T= temperatur derating factor (ASME B 318 Table 841.8-1)

D= Nominal outside diameter (in)

### 2.2.6.2 Pressure Drop pada pipa

Pressure drop yang terjadi di dalam tube terdiri dari major losses dan minor losses. Major losses terjadi akibat adanya gesekan di dalam tube sedangkan minor losses terjadi karena perubahan arah aliran di dalam tube, perubahan luasan permukaan [10].



**Gambar 2.11** Pipa

- *Panhandle Equation* untuk pipa horisontal  
Untuk mengetahui pressure drop pada pipa gas maka digunakan persamaan :

$$p_1^2 - p_2^2 = \left[ L_m Z S^{0.961} T_1 \left( \left[ \frac{Q}{0.028E} \right]^{1.96} \right) \times \left[ \frac{1}{d^{4.96}} \right] \right]$$

Keterangan:

$L_m$  = panjang pipa (mile)

$Z$  = compressibility factor ( $z=1$  untuk standard condition)

$S$  = specific gravity gas

$T_1$  = temperatur inlet pipa ( $^{\circ}R$ )

$E$  = efisiensi factor ( $E=1$ )

$d$  = internal diameter pipa (in)

$Q$  = flowrate (MMSCFD)



### 2.2.6.3 Dasar Termodinamika

Pada suatu volume atur dalam keadaan tunak, kondisi massa yang berada di dalam volume atur dan pada daerah batasnya, tidak berubah menurut waktu. Laju aliran massa serta laju perpindahan energi oleh kalor dan kerja juga konstan terhadap waktu, dengan demikian  $\frac{dE}{dt} = 0$  [11]. Hal ini dapat dilihat dari persamaan balance massa dan balance energi:

- *Balance massa*

*Steady state*

$$\frac{dm_{cv}}{dt} = \sum_e \dot{m}_e - \sum_i \dot{m}_i$$

$$\sum_e \dot{m}_e = \sum_i \dot{m}_i$$

- *Balance energy*

*Steady state*

*Energi kinetik diabaikan*

$$\frac{dm_{cv}}{dt} = \dot{Q}_{cv} - \dot{W}_{cv} + \dot{m}_i \left( h_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i \right) - \dot{m}_e \left( h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right)$$

*Energi potensial diabaikan*

Untuk enthalpy :  $h = u_t + pv$

Untuk gas ideal  $cp(T) = dh/dT$

$$\int_1^2 dh = \int_1^2 cp(T) dT$$

$$h(T1) - h(T2) = \int_1^2 cp(T) dT$$

Dimana:  $c_p$  = kalor spesifik (kJ/kgK)

T = temperatur (K)

Maka didapatkan:

$$\dot{W}_{cv} = \dot{m} c_p (T_i - T_e)$$

Keterangan:

$$\dot{W}_{cv} = kerja \left( \frac{kJ}{s} \right)$$

$\dot{m}$  = laju massa (kg/s)

$h$  = enthalpi (kJ/kg)

## 2.2.7 DASAR EKONOMI

### 2.2.7.1 Biaya Investasi

Biaya-biaya untuk investasi peralatan-peralatan utama dan peralatan-peralatan pendukung, biaya investasi untuk kegiatan pengembangan (FS, Basic Design), investasi untuk penggantian (replacement), infrastruktur, utilities dan lain-lain. Secara umum basis untuk mengestimasi capital expenditure (CAPEX) adalah biaya-biaya yang harus dikeluarkan untuk[12]:

- Pembelian peralatan dan pemasangannya
- Instrumentasi dan kontrol
- Perpipaan (*piping*)
- Peralatan-peralatan listrik dan gedung
- Fasilitas-fasilitas seperti *water treatment plant*, dst.
- Peralatan-peralatan yang bergerak (*mobile equipments*)
- Infrastruktur seperti fasilitas pelabuhan, bandara, jalan, fasilitas akomodasi.

### 2.2.7.2 Biaya Modal Kerja (Working Capital)

Biaya modal kerja adalah biaya yang harus disediakan untuk memenuhi kebutuhan biaya produksi sampai dengan suatu waktu dimana perusahaan bisa memperoleh pendapatan dari hasil penjualan produk yang dapat digunakan untuk membiayai produksinya. Sumber dana bias dari hutang/pinjaman dari bank dan modal sendiri (*equitas*).

### 2.2.7.3 Biaya Operasi

Biaya Operasi (operating expenditure) adalah besarnya dana yang harus dikeluarkan untuk membiayai semua kegiatan operasi hingga produk siap untuk dijual. Basis untuk menentukan biaya operasi (operating cost) adalah biaya-biaya yang harus dikeluarkan untuk Bahan habis (consumables seperti reduktor, asamsulfat, limestone, flokulan dan termasuk bahan bakar/fuels), Labour (managers, engineers, operators, administration, services).

### 2.2.7.4 Analisa Perolehan harga gas

#### 2.2.7.4.1 Biaya Investasi

$$F = p \left[ 1 + \frac{i}{12} \right]^n$$

Dimana F = Biaya investasi (Rp)

i = discount rate (%)

N= jumlah bulan

#### 2.2.7.4 .2 Biaya Produksi

$$pv = s \left[ \frac{1 - \left( \frac{1}{1+i} \right)^N}{i} \right]$$

Dimana Pv = Present value

s = biaya pengembalian investasi

i = discount rate (%)

N= jumlah bulan

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## **BAB III METODOLOGI**

Dalam penyelesaian tugas akhir ini metodologi yang dipakai adalah metode analisa teknik dan biaya. Analisa teknik meliputi perhitungan perencanaan peralatan utama yang dipakai untuk pembangunan PLTMG yang selanjutnya dilakukan analisa ekonomi berdasarkan biaya investasi dan biaya operasi.

### **3.1 Analisa**

Yang akan dianalisa adalah PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) Paiton yang rencananya akan diganti menjadi PLTMG (Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas) dimana gas yang dipasok berasal dari Gresik. Analisa mencakup kondisi di mother station Gresik, transportasi dilaut dan Daughter Station di Paiton. Adapun prosesnya akan dijelaskan dibawah ini

#### **3.1.1 Deskripsi Proses**

##### **(a) Di Sisi Mother Stasion Gresik**

Gas dari Gas Station dialirkan melalui pipa menuju ke lokasi CNG plant dekat pantai yang selanjutnya dilakukan tapping untuk dialirkan ke gas pretreatment yang terdiri dari scrubber, filter, dan dryer.

Waktu tapping gas dilakukan ketika UP Gresik pada beban rendah. Gas keluar menuju kompresor untuk dikompresikan ke tekanan yang tinggi. Gas bertekanan tinggi dialirkan melalui dalam pipa menuju *skid-skid* yang berada di *mother station*.

##### **(b) Di Sisi Tranportasi**

- **Laut**

Gas dari pipa di Dermaga Gresik dialirkan melalui flexible hose menuju ke skid yang berada di dalam kapal.

Kapal berlayar dari Gresik ke Paiton yang berjarak  $\pm 62,84$  mil laut diestimasikan memerlukan waktu  $\pm 8$  jam. Untuk mengangkut skid perlu dicari desain kapal yang sesuai. Setelah kapal merapat di Dermaga PLTU Paiton gas dialirkan melalui pipa ke Daughter Station.

- **Darat**

Gas yang sudah ada di *tube skid* di *mother station* diangkut oleh truck. Truck berangkat dari Gresik ke Paiton yang berjarak  $\pm 161$  km diestimasikan memerlukan waktu  $\pm 4$  jam. Untuk mengangkut skid dipergunakan *truck* yang sesuai dengan kebutuhan. Setelah *truck* merapat di PLTU Paiton ( *daughter station* ) gas dialirkan ke PRU yang kemudian diteruskan ke Boiler PLTU Paiton.

### **(c) Di Sisi Daughter Station Paiton**

Gas dari pipa dialirkan ke daughter kompresor untuk memindahkan gas dari skid di kapal laut menuju ke skid di darat, sedang untuk yang pengangkutan melalui system *trucking* gas yang diangkut oleh *truck* menuju PLTU Paiton di *drop* di *storage* yang telah disediakan (*daughter station*). Waktu unloading adalah 8 jam. CNG storage di daughter station Paiton ini harus mampu menampung gas untuk buffer storage dan gas untuk operasional harian dengan laju konsumsi sesuai kebutuhan. *Buffer stock* hanya akan digunakan pada kondisi dimana kapal laut tidak dapat berlayar karena adanya larangan dari Dinas perhubungan Laut, sehubungan dengan adanya badai dan/atau ombak besar begitu pula yang terjadi jika *truck* pengangkut CNG mengalami kendala sehingga tidak bisa mengangkut CNG sesuai jadwal maka akan digunakan *Buffer stock* sebagai langkah alternatif.

Gas dari skid operasional harian dipanaskan terlebih dahulu di PRU (Pressure Reducing Unit) sebelum diturunkan tekanannya untuk dialirkan ke PLTU. Keluaran gas dari PRU digunakan untuk kebutuhan *start up* PLTU.

### **3.2 Data Pendukung**

Adapun pengerjaan Tugas Akhir ini didukung dengan beberapa data untuk keperluan analisa seperti waktu yang dibutuhkan untuk *start up* yaitu 8x pertahunnya serta jumlah gas yang dibutuhkan untuk setiap kali *startup*.

### **3.3 Proses Pengerjaan**

Adapun proses pengerjaan analisa studi kelayakan *Start Up* di PLTU Paiton melalui beberapa tahap seperti dibawah ini:

1. Menghitung banyaknya gas yang dibawa ke PLTU Paiton dalam sekali perjalanan dengan menggunakan kapal ataupun menggunakan *trucking*.
2. Menentukan kapasitas dan jumlah kompresor yang diperlukan
3. Melakukan perhitungan sistem perpipaan
4. Memilih spesifikasi CNG Storage serta Menghitung jumlahnya
5. Melakukan perhitungan kapal
6. Melakukan perhitungan *truck*
7. Melakukan perhitungan PRU
8. Melakukan analisa secara ekonomi

#### **3.3.1 Analisa Teknik**

Analisa teknik dalam pengerjaan proses study kelayakan ini meliputi:

1. Menghitung banyaknya gas yang dibawa ke PLTU Paiton dalam sekali perjalanan

2. Menentukan kapasitas dan jumlah kompresor yang diperlukan
3. Memilih spesifikasi CNG Storage serta Menghitung jumlahnya
4. Melakukan perhitungan kapal
5. Melakukan perhitungan *truck*
6. Melakukan perhitungan PRU (*Pressure Reducing Unit*)

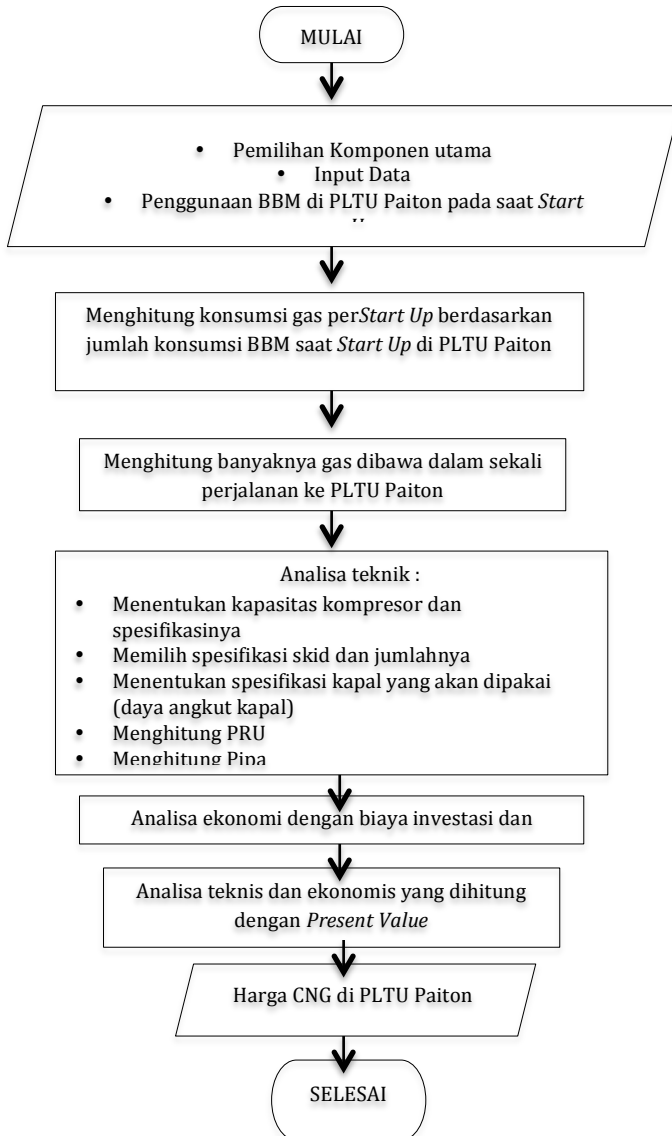
### **3.3.2 Analisa Biaya**

Setelah analisa teknik dilakukan, maka selanjutnya dilakukan analisa biaya yang meliputi:

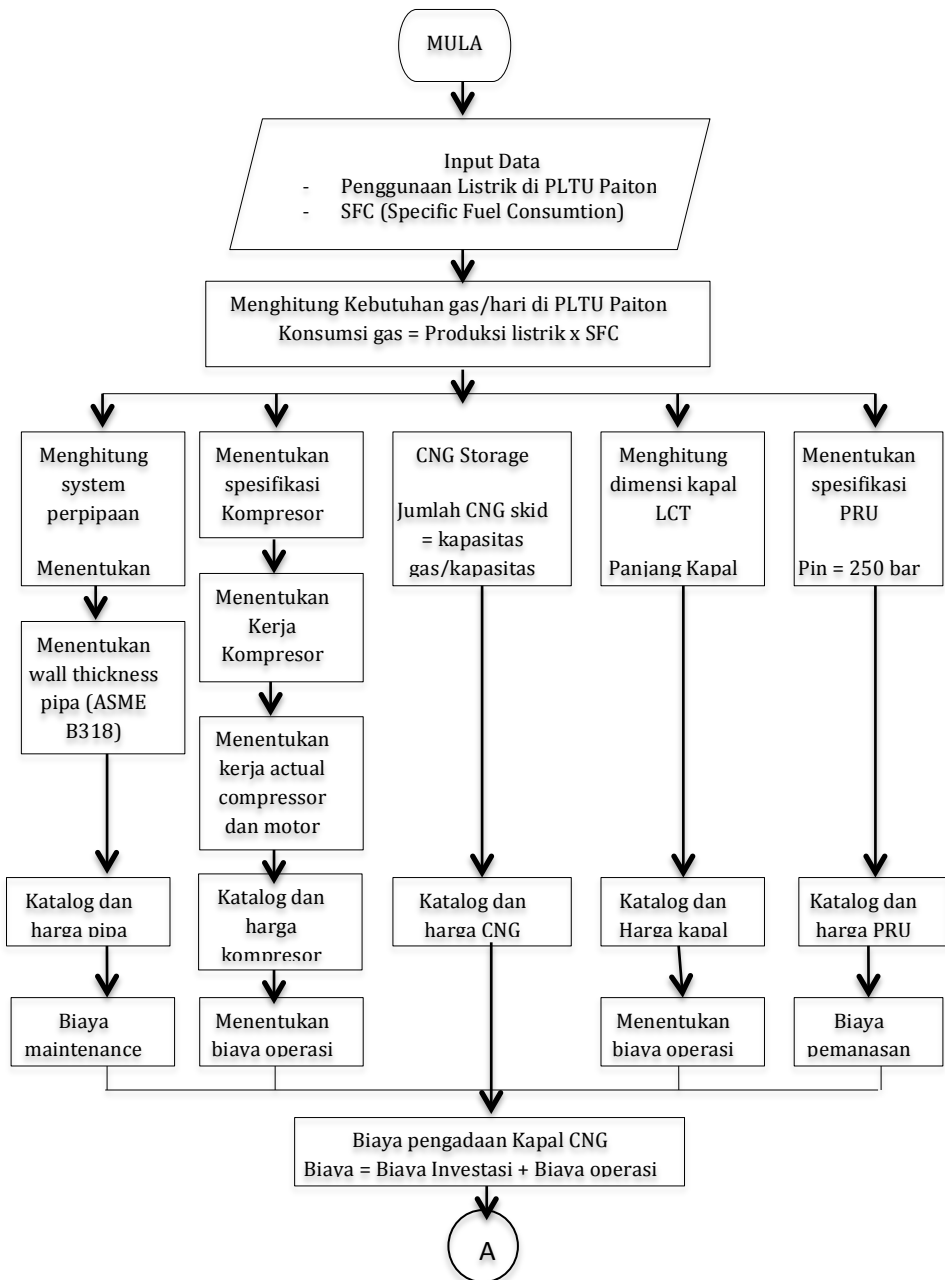
1. Menghitung Harga dari komponen-komponen yang diperlukan sesuai dengan spesifikasi yang telah ditentukan
2. Menghitung Biaya Operasi baik di mother station, transportasi dan di daughter station
3. Menghitung unit cost  
Menghitung harga perolehan gas di PLTU Paiton.

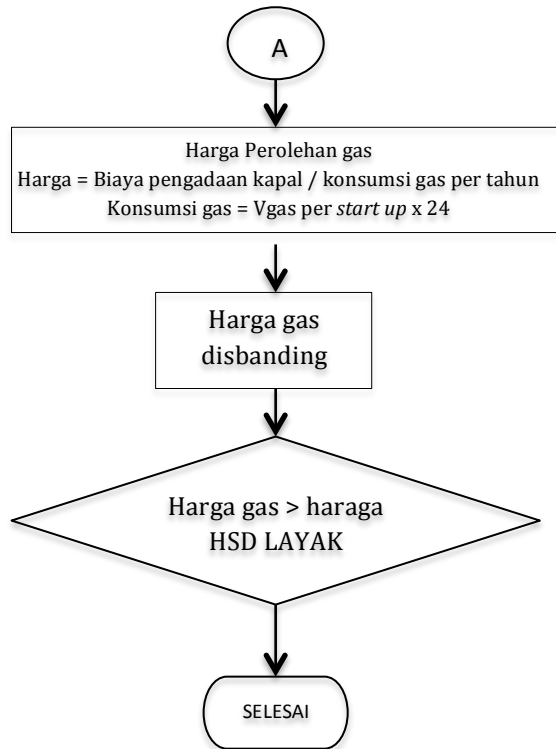


### 3.4 Flowchart Proses Pengerjaan



### 3.5 Flowchart Perhitungan





*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## **BAB IV**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Analisa Teknik**

##### **4. 1. 1 Kebutuhan Gas untuk *Start Up* PLTU Paiton**

Proses perhitungan kebutuhan gas CNG untuk *Start Up* PLTU Paiton memerlukan inputan , data inputannya adalah jumlah HSD yang digunakan pada saat *Start Up* yakni :

**Tabel 4.1** Jumlah Konsumsi HSD untuk *Start Up* di  
PLTU paiton Unit 1 & 2

T ahun	Konsumsi HSD Unt Startup (lt)		
	Unit 1	Unit 2	Unit 1+2
2004	1,099,935	1,021,105	2,121,040
2005	1,210,729	905,374	2,116,103
2006	921,626	1,557,556	2,479,182
2007	1,333,233	1,168,703	2,501,936
2008	784,396	265,099	1,049,495
2009	879,788	1,169,102	2,048,890
2010	761,311	1,297,048	2,058,359
2011	514,802	774,165	1,288,967
2012	2,278,544	822,329	3,100,873
2013	382,827	2,108,781	2,491,608
Rata-rata	1,016,719	1,108,926	2,125,645

*Calorie Value*

1. Natural gas                      8,988 kkal/m<sup>3</sup>

2. Diesel fuel/solar              9,063 kkal/l

\* *CNG Europe*

Korelasi Energi dan Volume

Energi (BTU)        = Volume (SCF) x Gross Heating Value (BTU/SCF)

Energi (MMBTU) = Volume (MMSCF) x Gross Heating Value (MMBTU/ MMSCF)

$$1 \text{ liter diesel solar} = \frac{(1 \text{ liter} \times 9,063 \text{ kkal/l})}{8,988 \text{ kkal/m}^3}$$

$$= 1,008 \text{ m}^3 (\text{natural gas/CNG})$$

$$2.125.645 \text{ liter diesel} = \frac{2.125.645 \text{ l} \times 9,063 \text{ kkal/l}}{8,988 \text{ kkal/m}^3}$$

$$= 2.143.382,358144 \text{ m}^3$$

(natural gas/ CNG)

$$\text{Energi} = 2.143.382,358 \text{ m}^3 \times 0,717 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 45,8 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$$

$$= 70.385.675,9 \text{ MJ}$$

$$= 72,626 \text{ MMBTU}$$

Total kebutuhan gas yang dibawa oleh kapal adalah untuk keperluan sekali *Start Up* di PLTU Paiton yaitu jumlah gas yang dibawa untuk sekali angkut yaitu 8,58 MMSCF berdasarkan data berikut:

**Tabel 4.2** Kebutuhan gas untuk *startup* PLTU Paiton unit 1&2

No.	Item	Kuantiti	Unit
	Kebutuhan Gas Untuk Startup Unit 1+2:		
1	Kebutuhan Gas :	72,626	MMBTU/th
2	Jumlah Startup:	8	kali/th
3	Kebutuhan Gas per Startup :	8,577.64	MMBTU/startup
		8.58	MMSCF
4	Kapitas Tube Skid	5,281.00	m <sup>3</sup>
		0.19	MMSCF/Skid
5	Kebutuhan tube skid per startup	46.0	Tube Skid/startup

#### 4.1.2 Sistem di Gresik (Jalur Laut)

- **Komponen Utama pada CNG *Plant* di Gresik**

Komponen-komponen utama pada *CNG Plant* yang nantinya akan dicari spesifikasi sesuai dengan desain serta katalog yang ada di pasaran adalah:

- Kompresor
- *CNG Storage skid*

- **Perhitungan Sistem Perpipaan**

Sistem perpipaan yang akan dibangun dari pipa gas di PLTG Gresik menuju *mother station* meliputi:

- Dari *Gas tapping* ke *CNG* kompresor dengan jarak kurang lebih 250m
- Dari *CNG* kompresor ke dermaga dengan jarak kurang lebih 150m

- **Gas yang akan diangkut ke PLTU Paiton**

Kebutuhan gas di PLTU Paiton per *Start Up* adalah 8,58 MMSCF. Gas dibawa ke Paiton menggunakan kapal

sebagai alternatif pertama dan menggunakan *truck* sebagai alternative kedua.

#### 4.1.2.1 Perhitungan Spesifikasi Pipa dari *Gas Tapping* ke *CNG compressor*

**Tabel 4.3** Data Gas

<i>Properties</i>	Nilai
Tekanan Gas	24 Bar
Temperatur Gas	30 °C
Kecepatan Gas	7.5 m/s*
Gas <i>flow rate</i>	0.35 m <sup>3</sup> /s
Jarak gas <i>tapping</i> ke <i>compressor</i>	250 m

\* diambil dari *Piping Handbook*

- Perhitungan Diameter Pipa**

$$v = 0,002122 \left( \frac{Q_b}{d^2} \right) \left( \frac{P_b}{T_b} \right) \left( \frac{ZT}{P} \right)$$

Dimana:

$v$  = kecepatan aliran gas ( $ft/s$ )

$Q_b$  = laju aliran gas (MMSCF)

$P_b$  = tekanan base (Psia)

$T_b$  = temperatur base (°R)

$z$  = faktor kompresibilitas (1)

$T$  = temperatur gas (°R)

$p$  = tekanan gas (Psia)

$d$  = diameter pipa (inchi)

$$d^2 = 0,002122 \left[ \frac{Q_b}{v} \right] \left[ \frac{P_b}{T_b} \right] \left[ \frac{zT}{p} \right]$$



$$d^2 = 0,0021 \left[ \frac{8,58 \text{ mm}^3/\text{s}}{7,5 \text{ m/s}} \right] \left[ \frac{14,5 \text{ Psia}}{300\text{K}} \right] \left[ \frac{1 \times 313\text{K}}{348 \text{ Psia}} \right] \left[ \frac{0,3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} \right] \left[ \frac{1,8\text{K}}{R} \right]$$

$$d^2 = 31,58 \text{ in}^2$$

$$d = 5,6 \text{ in}$$

Dilihat pada table spesifikasi pipa, maka dipilih pipa dengan diameter 6 in.

- **Perhitungan *Wall Thickness* Pipa**

Perhitungan *wall thickness* untuk pipa gas sesuai persamaan ASME B 31.8 *gas transportation & distributing piping*

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times T \times F \times E}$$

*Dimana:*

$P$  = tekanan inlet pipa (24 bar = 348,1 Psig)

$D$  = diameter pipa ( $d=6$  in)

$S$  = yield strength (ASME B318 Table D-1)

$T$  = temperature derating factor (ASME B31.8 Table 841.1.8-1)

$F$  = design factor (ASME B31.8 Table 841.1.6-1)

$E$  = longitudinal joint factor (ASME B31.8 Table 841.1.7-1)

$$t = \frac{348.1 \text{ Psig} \times 6 \text{ in}}{2 \times 35000 \text{ Psig} \times 0.5 \times 1 \times 1}$$

$$t = 0.06 \text{ in}$$

$t_{\text{total}} = t_{\text{actual}} + \text{faktor korosi} + \text{allowance}$

$$t_{\text{total}} = 0,06 \text{ in} + 0,118 \text{ in} + 0,02 \text{ in}$$

$$t = 0,198 \text{ in}$$

- **Pemilihan Pipa**

Pipa yang dipilih adalah jenis *Carbon steel pipe* dikarenakan biasa digunakan di industri migas. Pipa baja ini memiliki kekuatan yang tinggi, kenyal, dapat dilas dan tahan lama. Untuk pipa dari *gas tapping* ke CNG kompresor hasil perhitungan didapatkan diameter 6 in dan *wall thicknes* 0,198 in. Kemudian dicari pada table *Pipe Spesification* maka schedule yang cocok adalah schedule 40 (Sch 40)

- **Perhitungan Pressure Drop pipa**

Perhitungan *pressure drop* pipa ini digunakan untuk mengetahui tekanan masuk pada kompresor.

Untuk menghitung *pressure drop* pada pipa gas digunakan persamaan *Panhandle*,

$$p_1^2 - p_2^2 = \left[ L_m Z S^{0.961} T_1 \left( \left[ \frac{Q}{0.028E} \right]^{1.96} \right) \times \left[ \frac{1}{d^{4.96}} \right] \right]$$

Dimana:

$p_1$  = tekanan inlet pipa ( $P_1 = 24\text{bar} = 348,1\text{ Psia}$ )

$L_m$  = panjang pipa ( $L_m = 250\text{m} = 0,1242\text{ mile}$ )

$Z$  = compressibility factor ( $z =$

1 untuk sandart condition)

$S$  = specisific gravity ( $S = 1$ )

$T_1$  = temperatur inlet pipa ( $T_1 = 27^\circ\text{C} = 540^\circ\text{R}$ )

$E$  = longitudinal joint factor ( $E = 1$ )

$d$  = internal diameter pipa ( $d = 6\text{ in}$ )

$Q$  = flowrate ( $Q = 8,58\text{ MMSCFD}$ )

$$p_2^2 = p_1^2 - \left[ 0,1242 \times 1 \times 1^{0.961} \times 540 \left( \left[ \frac{8,58}{0.028 \times 1} \right]^{1.96} \right) \times \left[ \frac{1}{6^{4.96}} \right] \right]$$

$$p_2^2 = (348,1)^2 - \left[ 0,1242 \times 1 \times 1^{0.961} \times 540 \left( \left[ \frac{8,58}{0.028 \times 1} \right]^{1.96} \right) \times \left[ \frac{1}{6^{4.96}} \right] \right]$$

$$p_2^2 = 120398,7404$$

$$p_2 = 346,9852 \text{ Psia}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

$$\Delta p = 348.1 \text{ Psia} - 346.9852 \text{ Psia}$$

$$\Delta p = 1.1148 \text{ Psia} = 0.0769 \text{ bar}$$

#### 4.1.2.2 Pemilihan Kompresor

➤ Kapasitas kompresor

Kebutuhan gas di Paiton *per-start up* adalah 8.58 MMSCF. Gas dibawa ke Paiton menggunakan kapal sebagai alternatif pertama dan pengangkutan menggunakan *truck* sebagai alternative yang kedua. Dengan kebutuhan gas yang dibawa oleh kapal maupun *truck* adalah untuk keperluan *start up* PLTU Paiton unit I & II untuk sekali *startup*.

Gas di Gresik diambil pada waktu beban rendah pada pukul 23.00 sampai dengan 07.00 (8 jam). Sehingga kapasitas kompresor

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas komp} &= 8,58 \frac{\text{MMSCF}}{\text{start up}} \times \frac{1 \text{ Day}}{8 \text{ h}} \times \frac{1000 \text{ 000 SCF}}{1 \text{ MMSCF}} \\ &= 1 \text{ 072 500 SCFH} \end{aligned}$$

$$\text{Kapasitas kompresor} = 1 \text{ 072 500 } \frac{\text{ft}^3}{\text{h}} \times \frac{(0.3048)^3 \text{ m}^3}{1 \text{ ft}^3}$$

$$\begin{aligned}
 &= 30369,82 \frac{m^3}{h} \\
 &= 30369,82 \text{ NCMH}
 \end{aligned}$$

Diambil factor keamanan 30%, sehingga

Kapasitas kompresor =  $(1+0,3) \times 30369,82 \text{ NCMH}$

Kapasitas kompresor = 39480,766 NCMH

Kapasitas kompresor yang dipilih:

5 kompresor dengan kapasitas masing-masing 9870,2 NCMH dengan kondisi 4 beroperasi dan 1 *standby*.

➤ *Pressure Inlet*

Dalam hitungan sebelumnya sepanjang pipa, diketahui pressure drop sebesar 0,0769 bar. Sehingga pressure inlet pipa adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Pressure Inlet} &= 24 \text{ bar} - \text{pressure drop} \\
 &= 24 \text{ bar} - 0,0769 \text{ bar} \\
 &= 23,92 \text{ bar}
 \end{aligned}$$

➤ Pressure Outlet = 250 bar

➤ T Inlet = 30°C

➤ Head

$$head \text{ isentropic} = cp \times T_1 \times \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$head \text{ isentropic} = 2,37 \frac{kJ}{kgK} \times 313 \text{ K} \times \left[ \left( \frac{250 \text{ bar}}{23,92} \right)^{\frac{1.27-1}{1.27}} - 1 \right]$$

$$head \text{ isentropic} = 479.9 \frac{kJ}{kg}$$

### **Perhitungan daya kompresor:**

Pada waktu kompresi, temperatur gas dapat berubah sesuai jenis proses yang dialami. Pada proses ini diasumsikan proses yang

terjadi adalah isentropik. Maka temperatur keluar gas kompresor adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}\frac{T_{2s}}{T_1} &= \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(k-1)/k} \\ T_{2s} &= T_1 \times \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(k-1)/k} \\ T_{2s} &= 303.15 \times \left(\frac{250}{23.92}\right)^{(1.27-1)/1.27} \\ T_{2s} &= 499.27 \text{ K}\end{aligned}$$

Setelah diketahui temperatur keluar gas kompresor maka dicari kerja kompresor teori:

$$\begin{aligned}\dot{W}_{cs} &= \dot{m} \times C_p \times [T_{2s} - T_1] \\ \dot{W}_{cs} &= \dot{m} \times 2.37 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \times [499.27 - 303.15] \\ \dot{W}_{cs} &= \dot{m} \times 464.8 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ \text{Dimana} \\ \dot{m}_{gas} &= \rho_{gas} \times Q_{gas} \\ \dot{m}_{gas} &= 0.74 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 2.68 \text{ m}^3/\text{s} \\ \dot{m}_{gas} &= 1.99 \text{ kg/s} \\ \dot{W}_{cs} &= 1.99 \text{ kg/s} \times 464.8 \text{ kJ/kg} \\ \dot{W}_{cs} &= 924.952 \text{ kJ/s} \\ \dot{W}_{cs} &= 924.952 \text{ KW} \\ \dot{W}_{ca} &= \frac{\dot{W}_{cs}}{\eta_{compressor}} \\ \dot{W}_{ca} &= \frac{924.952 \text{ kJ/s}}{0.85} \\ \dot{W}_{ca} &= 1088.18 \text{ kJ/s} \\ \dot{W}_{motor} &= \frac{\dot{W}_{ca}}{\eta_{motor}}\end{aligned}$$

$$\dot{W}_{motor} = \frac{1088.18 \text{ kJ/s}}{0.85}$$

$$\dot{W}_{motor} = 1280,21 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 1280,21 \text{ kw}$$

Pemilihan daya kompresor:

5 kompresor dengan daya masing-masing 217,636 kw dengan kondisi 4 beroperasi dan 1 *standby*.

Sesuai perhitungan didapatkan spesifikasi kompresor:

*Pressure inlet* = 23,92 bar

Temperatur inlet = 30°C

Q (kapasitas kompresor) = 9870,2 NCMH

Daya = 217,636 KW

**Tabel 4.4** Pemilihan jumlah kompresor

Jumlah kompresor	Kondisi		Kapasitas (NCMH)	Daya (kw)
	Operasi	Stand by		
5 kompresor	4	1	9870,2	272,045

**Tabel 4.5** Spesifikasi kompresor

Kompresor	Nilai
Inlet Pressure	3Mpa
Outlet Pressure	25 Mpa
Inlet temperatur	≤ 30°C
Capacity	9870,2 NCMH
Shaft power	272,045 KW

#### 4.1.2.3 Perhitungan Diameter Pipa dari *Skid* ke Dermaga

**Tabel 4.6** Propertis Gas

<i>Properties</i>	Nilai
Tekanan Gas	250 Bar
Temperatur Gas	30 °C
Kecepatan Gas	7.5 m/s*
Gas <i>flow rate</i>	0.35 m <sup>3</sup> /s
Jarak <i>gas tapping</i> ke <i>compressor</i>	150 m

\* diambil dari *Piping Handbook*

- Perhitungan Diameter Pipa**

$$v = 0,002122 \left( \frac{Q_b}{d^2} \right) \left( \frac{P_b}{T_b} \right) \left( \frac{ZT}{P} \right)$$

Dimana:

$v$  = kecepatan aliran gas ( $ft/s$ )

$Q_b$  = laju aliran gas (MMSCF)

$P_b$  = tekanan base (Psia)

$T_b$  = temperatur base (°R)

$z$  = faktor kompresibilitas (1)

$T$  = temperatur gas (°R)

$p$  = tekanan gas (Psia)

$d$  = diameter pipa (inchi)

$$d^2 = 0,002122 \left[ \frac{Q_b}{v} \right] \left[ \frac{P_b}{T_b} \right] \left[ \frac{zT}{p} \right]$$

$$d^2 = 0,0021 \left[ \frac{8,58 \text{ mmscf}}{7,5 \text{ m/s}} \right] \left[ \frac{14,5 \text{ Psia}}{300K} \right] \left[ \frac{1 \times 313K}{3625 \text{ Psia}} \right] \left[ \frac{0,3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} \right] \left[ \frac{1,8K}{R} \right]$$

$$d^2 = 3,0316 \text{ in}^2$$

$$d = 1,74 \text{ in}$$

Dilihat dari table spesifikasi pipa, maka dipilih pipa dengan diameter 2 in

- **Perhitungan Wall Thicknes Pipa**

Perhitungan *wall thickness* untuk pipa gas sesuai persamaan ASME B 31.8 *gas transportation & distributing piping*:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times T \times F \times E}$$

Dimana:

$P$  = tekanan inlet pipa (250 bar = 3626,04 Psig)

$D$  = diameter pipa ( $d=2$  in)

$S$  = yield strength (ASME B318 Table D-1)

$T$  = temperature derating factor (ASME B31.8 Table 841.1.8-1)

$F$  = design factor (ASME B31.8 Table 841.1.6-1)

$E$  = longitudinal joint factor (ASME B31.8 Table 841.1.7-1)

$$t = \frac{3626,04 \text{ Psig} \times 2 \text{ in}}{2 \times 35000 \text{ Psig} \times 0.5 \times 1 \times 1}$$

$$t = 0.2072 \text{ in}$$

$$t_{\text{total}} = t_{\text{actual}} + \text{faktor korosi} + \text{allowance}$$

$$t_{\text{total}} = 0,2072 \text{ in} + 0,118 \text{ in} + 0,02 \text{ in}$$

$$t = 0,3452 \text{ in}$$

- **PEMILIHAN PIPA**

Pipa yang dipilih adalah jenis Carbon steel pipe dikarenakan biasa digunakan di industri migas. Untuk pipa dari



gas CNG Kompresor ke dermaga, hasil perhitungan didapatkan diameter 2 in dan wall thickness 0,3452 in . Kemudian dicari pada tabel *Pipe Specification* maka schedule yang cocok adalah schedule xxs.

#### **4.1.2.4 Pemilihan *flexible hose* dari pipa di dermaga ke skid kapal**

Gas bertekanan tinggi dari pipa baja di dermaga akan dialirkan menuju skid di kapal melalui *flexible hose*. *Flexible hose* yang digunakan seperti pada umumnya dengan spesifikasi : khusus untuk *cng fuel transfer* dengan tekanan kerja 250 bar, diameter disesuaikan dengan diameter di lapangan. Diameter flexible hose disesuaikan dengan diameter pipa dari kompresor ke dermaga yaitu 2 in.

### **4.1.3 SISTEM DI TRANSPORTASI**

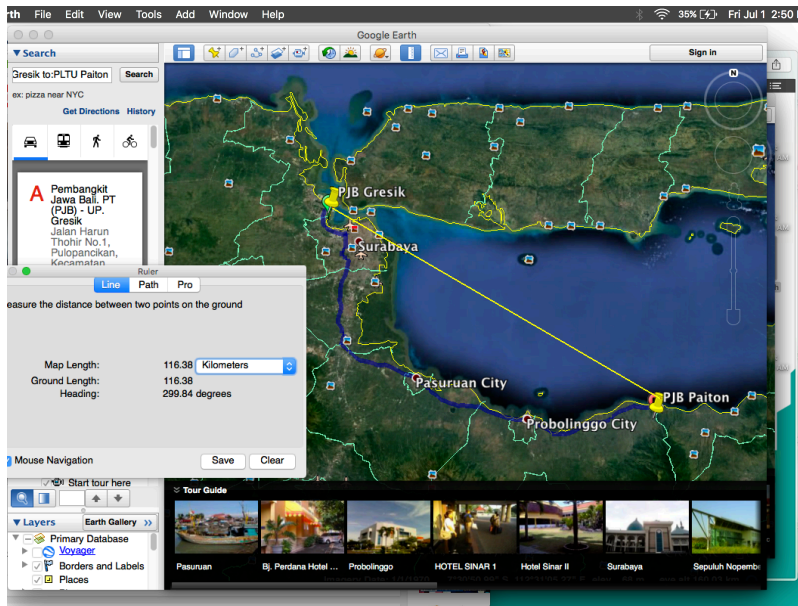
Pengangkutan CNG dari Gresik menuju PLTU Paiton dibawa oleh kapal sebagai alternatif pertama dan menggunakan *truck* sebagai alternatif kedua untuk mengangkut CNG menuju daughter satation PLTU Paiton.

#### **4.1.3.1 Perencanaan Pengangkutan CNG Menggunakan Kapal**

Metode CNG dapat diaplikasikan melalui darat dan laut. Jalur darat (CNG Terrestrial) menggunakan truck mounted CNG atau CNG trailer. Sedangkan jalur laut (CNG Marine) menggunakan kapal dengan desain khusus.

#### 4.1.3.1.1 Perhitungan Jumlah Skid

Untuk mengetahui jumlah skid yang akan dibawa ke PLTU Paiton beserta spesifikasinya maka terlebih dahulu perlu diketahui waktu yang dibutuhkan dalam perjalanan gresik – paiton- gresik.



**Gambar 4.1** Peta jarak antara PJB Gresik dengan Paiton melalui laut

**Tabel 4.7** Waktu yang dibutuhkan kapal dari PJB Gresik menuju PLTU Paiton

	Waktu yang dibutuhkan
Loading	8 jam
Gresik - Paiton	8 jam
Unloading	8 jam
Paiton - Gresik	8 jam
<b>Total</b>	32 jam = 2 hari

Skid yang dibawa ke PLTU Paiton harus bisa menyediakan gas untuk operasional setiap kali *start up* dan untuk *buffer stock*. Buffer stock ini digunakan sebagai cadangan gas apabila sewaktu waktu kapal tidak bisa berlayar karena adanya gelombang laut yang besar.

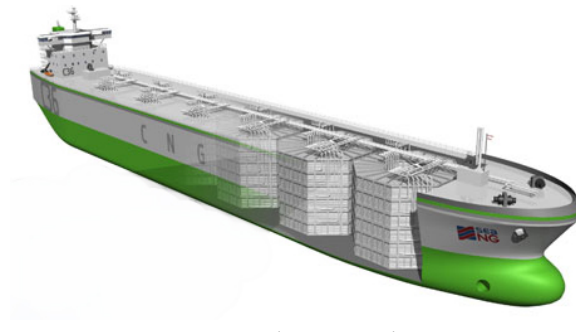
Dari data diketahui bahwa jumlah gas yang dibutuhkan untuk sekali *start up* adalah 8,58 MMSCF dengan jumlah skid 46 *tube skid/start up*. Sehingga sekali berlayar ke PLTU PAiton, kapal membawa sejumlah 46 skid.

**Tabel 4.8** Spesifikasi *CNG Storage*

CNG Storage	Ket
Total weight	29886 kg
Jumlah <i>tube</i>	8 tube
Tekanan kerja	25 Mpa
Temperatur	-40°C - 60°C
Kapasitas	5218 NCMH
<i>Effective gas delivered per skid</i>	4730 NCMH
<i>Dimension</i>	12192 × 2438 × 1400mm
<i>Price</i>	USD 150000/unit

#### 4.1.3.1.2 Perencanaan Kapal Pengangkut CNG

Kapal yang dipilih untuk mengangkut CNG adalah kapal jenis SPOB. Kapal jenis ini biasanya yang dirancang untuk mengangkut minyak atau produk turunannya. Jenis Jenis utama kapal ini termasuk tanker minyak, tanker kimia, dan pengangkut LNG.



**Gambar 4.2** Kapal pengangkut CNG

Kapal harus membawa 46 *skid* sekali perjalanan. Dimana berat per skid = 29886 kg.

$$\begin{aligned}\text{Sehingga berat total} &= 29886 \text{ kg} \times 46 \\ &= 1374756 \text{ kg}\end{aligned}$$

Diambil faktor keamanan 30%, sehingga

$$\begin{aligned}\text{Dead weight total} &= 1374756 \text{ kg} \times (1+30\%) \\ &= 1787182.8 \text{ kg} \\ &= 1787,2 \text{ ton} \\ &= 1800 \text{ ton}\end{aligned}$$

Jadi berat kapal atau DWT yang dipilih adalah 1800 ton.

➤ Perencanaan Dimensi Kapal

$$\text{Dimensi skid} = L(\text{Length}) = 12192 \text{ mm}$$

$$W = 2438 \text{ mm}$$

$$H = 1400 \text{ mm}$$

➤ Dimensi

Panjang kapal = 12192 mm + 12192 mm + 5000 mm + 5000 mm + 5000 mm

Panjang kapal = 39 384 mm = 39,4 m

Lebar kapal = 2438 mm + 2438 mm + 1000 mm + 1000 mm + 1000 mm

Lebar kapal = 7 876 mm

Lebar kapal = 7,9 m

Dari perhitungan diatas diperoleh panjang total kapal 39,4 m dan DWT 2000 ton. Dari kedua hasil tersebut maka dicocokkan dengan katalog yang ada di pasaran. Sehingga dipilih kapal dengan dimensi sebagai berikut:

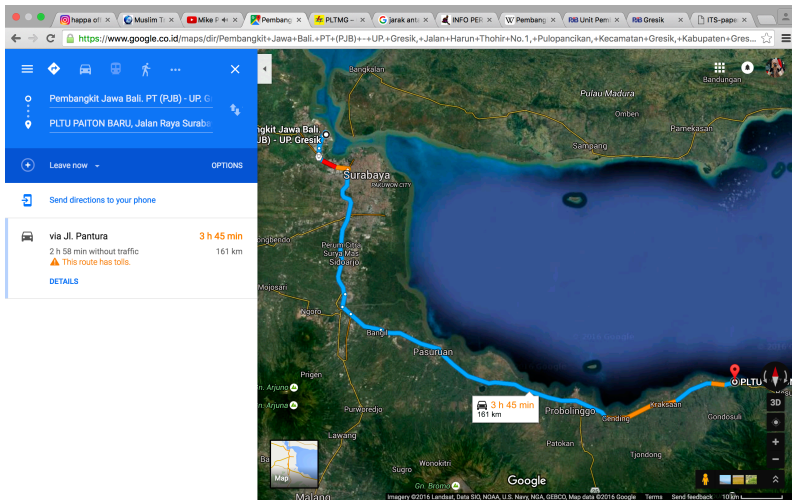
**Tabel 4.9** Spesifikasi Kapal

Kapal LCT	
Klas	SPOB
LOA	76.76 meter
Lebar	15.24 meter
Tinggi	3,81 meter
<i>Main Engine</i>	CAT C32 ACERT @750HP x 2

#### **4.1.3.2 Perencanaan Pengangkutan CNG Menggunakan Tangki Truk**

##### **4.1.3.2.1 Perhitungan Jumlah Skid**

Untuk mengetahui jumlah skid yang akan dibawa ke PLTU Paiton beserta spesifikasinya maka terlebih dahulu perlu diketahui waktu yang dibutuhkan dalam perjalanan gresik – paiton- gresik.



**Gambar 4.3** Peta jarak antara PJB Gresik dengan Paiton melalui darat

**Tabel 4.10** Waktu yang dibutuhkan truck dari PJB Gresik menuju PLTU Paiton

	Waktu yang dibutuhkan
Gresik - Paiton	4 jam x 6
Paiton - Gresik	4 jam x 6
Muat	1 jam x 6
Bongkar	1 jam x 6
<b>Total</b>	<b>60 jam = 3 hari</b>

Skid yang dibawa ke PLTU Paiton harus bisa menyediakan gas untuk operasional setiap kali *start up*, dan untuk Buffer stock. Buffer stock ini digunakan sebagai cadangan gas apabila sewaktu waktu habis dan tidak dapat mengangkut CNG dari Gresik ke Paiton.

Dari table diketahui bahwa jumlah gas yang dibutuhkan untuk sekali *start up* adalah 8,58 MMSCF dengan jumlah skid 46 *tube skid/start up*.

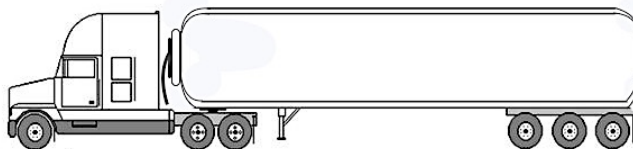
Sehingga sekali angkut ke PLTU Paiton, *truck* membawa 46 skid.

**Tabel 4.11** Spesifikasi *CNG Storage*

CNG Storage	Ket
Total weight	29886 kg
Jumlah <i>tube</i>	8 tube
Tekanana kerja	25 Mpa
Temperatur	-40°C - 60°C
Kapasitas	5218 NCMH
<i>Effective gas delivered per skid</i>	4730 NCMH
<i>Dimension</i>	12192 × 2438 × 1400mm
<i>Price</i>	USD 150000/unit

#### 4.1.3.2.2 Perencanaan Truck Pengangkut CNG

Truck yang dipilih untuk mengangkut CNG adalah truck jenis truck trailer. Truck jenis ini biasanya yang dirancang untuk mengangkut barang-barang dengan muatan besar. Jenis utama truck ini termasuk tanker minyak, tanker kimia, dan pengangkut CNG.



**Gambar 4.4** Truck pengangkut *CNG*

Berat skid = 29886 kg  
 Diambil faktor keamanan 20%, sehingga  
*Dead weight total* =  $29886 \text{ kg} \times (1+20\%)$   
 = 38851.8 kg  
 = 40 ton

Jadi berat truck yang dipilih adalah yang minimum mampu memuat 40 ton.

Dimensi skid =  $L(\text{Length}) = 12192 \text{ mm}$

$W = 2438 \text{ mm}$

$H = 1400 \text{ mm}$

Dengan dimensi skid yang sudah ada maka dicari truck yang mampu mengangkut beban minimum 40 ton. Sehingga di dapat truck dengan spesifikasi sebagai berikut:

**Tabel 4.12** Spesifikasi Truck

Truck	
Klas	HUWO truk traktor
LOA	6800 mm
Lebar	2496 mm
Tinggi	2958 mm
<i>Main Engine</i>	405 HP

Sehingga untuk mengangkut CNG dari Gresik menuju PLTU Paiton dibutuhkan 8 truk dengan 6x angkut untuk sekali *trartup*.

#### 4.1.4 Sistem di PLTU Paiton Jalur Laut

##### 4.1.4.1 Komponen Utama pada PLTU di Paiton

Komponen – komponen utama pada PLTU yang nantinya akan dicari spesifikasi sesuai dengan desain serta katalog yang



ada di pasaran adalah :

- ✓ Kompresor
- ✓ PRU (Pressure Reducing Unit)

#### 4.1.4.2 Perhitungan Sistem Perpipaan

Sistem perpipaan yang akan dibangun di PLTU Paiton adalah *piping* dari *flexible hose* menuju ke *CNG station*.

- Perhitungan Spesifikasi Pipa Menuju ke *Daughter Station*

**Tabel 4.13** Data gas

<i>Properties</i>	Nilai
Tekanan Gas	250 Bar
Temperatur Gas	30 °C
Kecepatan Gas	7.5 m/s*
Gas <i>flow rate</i>	0.35 m <sup>3</sup> /s
Jarak <i>gas tapping</i> ke <i>compressor</i>	250 m

\* diambil dari *Piping Handbook*

- Perhitungan Diameter Pipa

$$v = 0,002122 \left( \frac{Q_b}{d^2} \right) \left( \frac{P_b}{T_b} \right) \left( \frac{ZT}{P} \right)$$

Dimana:

$v$  = kecepatan aliran gas ( $ft/s$ )

$Q_b$  = laju aliran gas (MMSCF)

$P_b$  = tekanan base (Psia)

$T_b$  = temperatur base (°R)

$z$  = faktor kompresibilitas (1)

$T$  = temperatur gas ( $^{\circ}R$ )

$p$  = tekanan gas (Psia)

$d$  = diameter pipa (inchi)

$$d^2 = 0,002122 \left[ \frac{Q_b}{v} \right] \left[ \frac{P_b}{T_b} \right] \left[ \frac{zT}{p} \right]$$

$$d^2 = 0,0021 \left[ \frac{8,58 \text{ mm}^3/\text{s}}{7,5 \text{ m/s}} \right] \left[ \frac{14,5 \text{ Psia}}{300K} \right] \left[ \frac{1 \times 313K}{3625 \text{ Psia}} \right] \left[ \frac{0,3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} \right] \left[ \frac{1,8K}{R} \right]$$

$$d^2 = 3,0316 \text{ in}^2$$

$$d = 1,74 \text{ in}$$

Dilihat dari table spesifikasi pipa, maka dipilih pipa dengan diameter 2 in

#### ➤ Perhitungan Wall Thicknes Pipa

Perhitungan *wall thickness* untuk pipa gas sesuai persamaan ASME B 31.8 *gas transportation & distributing piping*:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times T \times F \times E}$$

Dimana:

$P$  = tekanan inlet pipa (250 bar = 3626,04 Psig)

$D$  = diameter pipa ( $d=2 \text{ in}$ )

$S$  = yield strength (ASME B31.8 Table D-1)

$T$  = temperature derating factor (ASME B31.8 Table 841.1.8-1)

$F$  = design factor (ASME B31.8 Table 841.1.6-1)

$E$  = longitudinal joint factor (ASME B31.8 Table 841.1.7-1)

$$t = \frac{3626,04 \text{ Psig} \times 2 \text{ in}}{2 \times 35000 \text{ Psig} \times 0,5 \times 1 \times 1}$$

$$t = 0,2072 \text{ in}$$

$$t_{\text{total}} = t_{\text{actual}} + \text{faktor korosi} + \text{allowance}$$

$$t_{\text{total}} = 0,2072 \text{ in} + 0,118 \text{ in} + 0,02 \text{ in}$$

$$t = 0,3452 \text{ in}$$

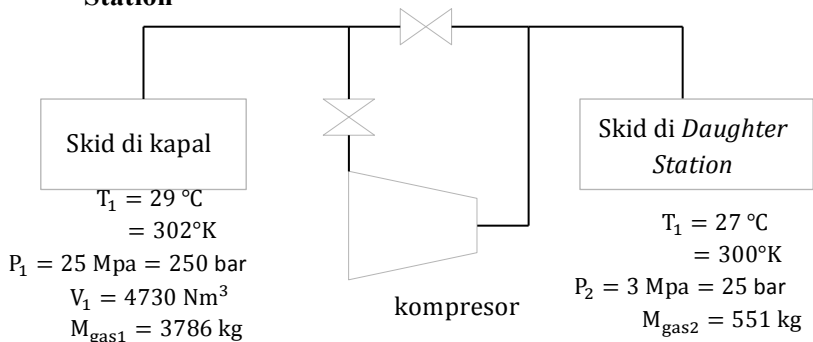
➤ Pemilihan Pipa

Pipa yang dipilih adalah jenis Carbon steel pipe dikarenakan biasa digunakan di industri migas. Untuk pipa dari gas CNG Kompresor ke dermaga, hasil perhitungan didapatkan diameter 2 in dan wall thickness 0,3452 in . Kemudian dicari pada tabel *Pipe Specification* maka schedule yang cocok adalah schedule xxs.

➤ Pemilihan Flexible Hose Dari Pipa Di Dermaga Ke Skid Kapal

Gas bertekanan tinggi dari pipa baja di dermaga akan dialirkan menuju skid di kapal melalui *flexible hose*. *Flexible hose* yang digunakan seperti pada umumnya dengan spesifikasi : khusus untuk *cng fuel transfer* dengan tekanan kerja 250 bar, diameter disesuaikan dengan diameter di lapangan. Diameter *flexible hose* disesuaikan dengan diameter pipa dari kompresor ke dermaga yaitu 2 in.

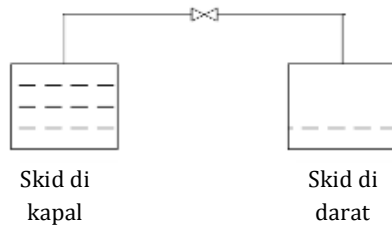
#### 4.1.4.3 Perhitungan Spesifikasi Kompresor di Daughter Station



**Gambar 4.5** Skema skid di kapal, kompresor dan skid di Daughter station

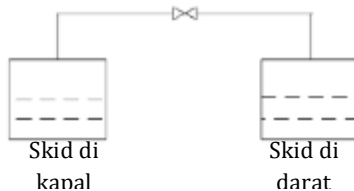
Gas mengalir dari skid di kapal ke skid di darat melalui pipa sampai temperatur dan tekanan kesetimbangan. Setelah temperatur dan tekanan setimbang, maka gas dari skid tidak bisa mengalir melalui pipa. Maka dibutuhkan kompresor untuk menyedot gas di skid pada kapal hingga semua gas mengalir ke skid di *daughter station*.

- Mencari Temperatur dan Tekanan setimbang
  - Kondisi 1 (gas pada skid di kapal masih penuh)



**Gambar 4.6** Gas pada skid di kapal masih penuh

- Kondisi 2 (skid di darat dan skid di *daughter station* mengalami kesetimbangan)



**Gambar 4.7** Gas telah setimbang baik tekanan maupun temperature

- Analisa menggunakan balance massa dan balance energy
  - Temperatur Kesetimbangan  
Balance massa kondisi 1 dan 2

$$m_{A1} + m_{B1} = m_{A2} + m_{B2}$$

Balance energi kondisi 1 dan 2

$$\begin{aligned}(m_{A1} \times u_{A1}) + (m_{B1} \times u_{B1}) &= (m_{A2} \times u_{A2}) + (m_{B2} \times u_{B2}) \\(m_{A1} \times C_v \times T_{A1}) + (m_{B1} \times C_v \times T_{B1}) &= (m_{A2} \times C_v \times T_{A2}) + (m_{B2} \times C_v \times T_{B2}) \\(3786 \text{ kg} \times 0,7438 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \times 302 \text{ K}) &+ (551 \text{ kg} \times 0,72 \text{ kJ/kg} \times 300 \text{ K}) \\&= (m_{A2} \times C_v \times T_{A2}) + (m_{B2} \times C_v \times T_{B2})\end{aligned}$$

Dimana  $T_{A2} = T_{B2} = T_2$  (T saat kondisi skid di kapal dan di *daughter station* sudah seimbang)

$$969456,09 \text{ kJ/K} = (m_{A2} + m_{B2}) \times C_v \times T_2$$

$$969456,09 \text{ kJ/K} = (4337 \text{ kg}) \times C_v \times T_2$$

$$223,53 \frac{\text{kJ/K}}{\text{kg}} = C_v \times T_2$$

dicari dengan interpolasi table A22 Termodinamika didapatkan hasil  $C_v = 0,7186 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} T = 311,04 \text{ K}$

Setelah mendapatkan temperatur kesetimbangan selanjutnya mencari tekanan kesetimbangan.

### **Tekanan kesetimbangan**

$$P_f = \frac{mRT_f}{V}$$

Dimana:

$m$

= massa gas pada skid di kapal

+ massa gas pada skid di darat (*daughter station*)

$$= 3786 \text{ kg} + 551 \text{ kg}$$

$$m = 4337 \text{ kg}$$

$v = \text{volume gas pada skid di kapal}$

$+ \text{volume gas pada skid di daughterstation}$

$$v = 4730\text{m}^3 + 4730\text{m}^3$$

$$v = 9460\text{m}^3$$

$$P_f = \frac{(m_1 + m_2)RT_f}{V_1 + V_2}$$

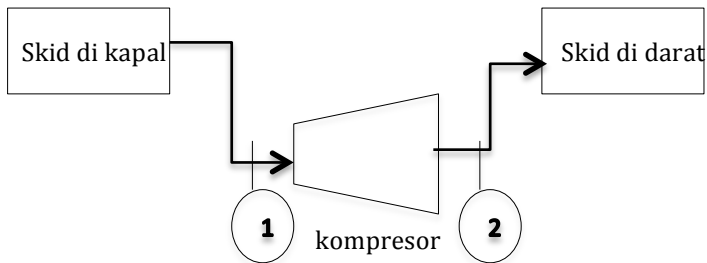
$$P_f = \frac{(m_1 + m_2)RT_f}{\frac{m_1RT_1}{P_1} + \frac{m_2T_2}{P_2}}$$

$$P_f = \frac{(3786 \text{ kg} + 551 \text{ kg}) \times 311,04 \text{ K}}{\frac{3786 \text{ kg} \times 302 \text{ K}}{250 \text{ bar}} + \frac{551 \text{ kg} \times 300 \text{ K}}{30 \text{ bar}}}$$

$$P_f = 133,78 \text{ bar}$$

Dari perhitungan diatas maka didapatkan gas mencapai kesetimbangan pada saat temperatur 311,04 K dan tekanan kesetimbangan 133,78 bar

- **Menghitung Kerja kompresor**



**Gambar 4.8** Skema skid di kapal, kompresor dan skid di darat

Untuk mencari kerja kompresor maka terlebih dahulu menghitung temperatur keluaran kompresor. Dimana temperatur keluar kompresor dianalisa secara isentropik.

$$\frac{T_{2s}}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(k-1)/k}$$

$$T_{2s} = 311,04 K \times \left(\frac{250 \text{ bar}}{133,78 \text{ bar}}\right)^{(1.27-1)/1.27}$$

$$T_{2s} = 355,3 K$$

Setelah diketahui temperatur keluar gas kompresor maka dicari kerja kompresor teori:

$$\dot{W}_{cs} = \dot{m} \times C_p \times [T_{2s} - T_1]$$

$$\dot{W}_{cs} = \dot{m} \times 2.37 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \times [355,3 - 311,04]$$

$$\dot{W}_{cs} = \dot{m} \times 104,9 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Dimana

$$\dot{m}_{gas} = \rho_{gas} \times v_{gas}$$

$$\dot{m}_{gas} = 0.74 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times \left(\frac{4730 \text{ m}^3 \times 12}{2}\right)$$

$$\dot{m}_{gas} = 21001,2 \text{ kg}$$

Gas mengalir melalui kompresor selama kurang lebih 4 jam sehingga dari sini dapat dicari laju alir massa gas,

$$\dot{m}_{gas} = \frac{21001,2 \text{ kg}}{4 \text{ jam}} \times \frac{1 \text{ jam}}{3600 \text{ s}}$$

$$\dot{m}_{gas} = 1,46 \text{ kg/s}$$

$$\dot{W}_{cs} = \dot{m}_{gas} \times 104,9 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{cs} = 1,46 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times 104,9 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_{cs} = 152,85 \text{ kJ/s}$$

Diasumsikan efisiensi *compressor* senilai 85% sehingga

$$\dot{W}_{com} = \frac{\dot{W}_{cs}}{\eta_{compressor}}$$

$$\dot{W}_{com} = \frac{152,85 \text{ kJ/s}}{0.85}$$

$$\dot{W}_{com} = 179,82 \text{ kJ/s}$$

$$\dot{W}_{com} = 179,82 \text{ kw}$$

#### 4.1.5 Sistem di PLTU Paiton Jalur Darat

##### 4.1.5.1 Komponen Utama pada PLTU di Paiton

Komponen – komponen utama pada PLTU yang nantinya akan dicari spesifikasi sesuai dengan desain serta katalog yang ada di pasaran adalah :

- ✓ *Skid-skid*
- ✓ PRU (Pressure Reducing Unit)

##### 4.1.6 Perhitungan sistem PRU (*Pressure Reducing Unit*)

Pressure reducing unit digunakan untuk menurunkan tekanan dari 250 bar menjadi tekanan masuk yang diisyaratkan pembangkit yaitu 3 bar. Penurunan tekanan menyebabkan penurunan temperatur. Untuk itu perlu diberi media pemanas air agar temperatur akhir atau temperatur masuk pembangkit sama dengan temperatur lingkungan.

Adapun sistem pada PRS digambarkan sebagai berikut:

**Tabel 4.14** Tekanan dan Temperatur kondisi 1 sampai 5

	P	T
Kondisi 1	250 bar	300K
Kondisi 2	250 bar	Belum diketahui
Kondisi 3	Belum diketahui	300K
Kondisi 4	Belum diketahui	Belum diketahui
Kondisi 5 (masuk GE)	3bar	300K



Kondisi 1 adalah ketika gas keluar dari kompresor dengan tekanan 250 bar dan temperatur 300 K. Gas harus dipanaskan terlebih dahulu agar temperaturnya naik sehingga saat melewati katup, temperatur gas keluaran dari katup bisa terjaga pada 300K.

- **Analisa Penukar Kalor 1**

Diasumsikan tekanan keluar katup 3,  $p_3 = 27,38 \text{ bar}$ . Dari sini bisa didapatkan temperatur keluaran kondisi 2.

Maka temperatur setelah pemanasan ( $T_2$ ):

$$\begin{aligned}\frac{T_2}{T_3} &= \frac{P_2^{\frac{k-1}{k}}}{P_3^{\frac{k-1}{k}}} \\ T_2 &= T_3 \frac{P_2^{\frac{k-1}{k}}}{P_3^{\frac{k-1}{k}}} \\ T_2 &= 300K \left( \frac{250 \text{ bar}}{27,38 \text{ bar}} \right)^{\frac{1,27-1}{1,27}} \\ T_2 &= 480,09K\end{aligned}$$

PRU digunakan terus menerus selama 24 jam.

*Laju aliran gas = 0,35 MMSCFD*

*laju aliran gas*

$$\begin{aligned}&= 0,35 \text{ MMSCFD} \times \frac{1000000 \frac{\text{ft}^3}{\text{day}}}{1 \text{ MMSCFD}} \times \frac{1 \text{ day}}{24 \text{ hour}} \\ &\times \frac{1 \text{ hour}}{3600 \text{ s}}\end{aligned}$$

*laju aliran gas*

$$= 0,35 \text{ MMSCFD} \times \frac{1000000 \frac{ft^3}{day}}{1 \text{ MMSCFD}} \times \frac{1 \text{ day}}{3600s} \\ \times \frac{(0,3048)^3 m^3}{ft^3}$$

$$\text{laju aliran gas} = 0,115 \frac{m^3}{s}$$

Kalor yang diperlukan oleh penukar kalor 1 adalah sebagai berikut:

$$Q = \rho \times V \times c_p \times (T_2 - T_1)$$

$$Q = 0,64 \frac{kg}{m^3} \times 0,115 \frac{m^3}{s} \times 2,37 \frac{kJ}{kgK} \times (480,09K - 300K)$$

$$Q = 31,41 \frac{kJ}{s}$$

$$Q = 31,41 \text{ KW}$$

- **Analisa Penukar Kalor 2**

Tekanan pada kondisi 4 sama dengan kondisi 3 yaitu 27,38 bar. Gas harus melalui satu katup lagi agar tekanannya turun menjadi 3 bar sesuai tekanan masuk gas engine. Ketika melewati katup secara otomatis tekanan turun dan temperatur juga turun. Untuk itu, agar temperatur tetap terjaga pada kondisi 300 K, maka sebelum melewati katup, gas harus dipanaskan terlebih dahulu.

$$\frac{T_4}{T_5} = \frac{P_4^{\frac{k-1}{k}}}{P_5^{\frac{k-1}{k}}}$$

$$T_4 = T_5 \frac{P_4^{\frac{k-1}{k}}}{P_5^{\frac{k-1}{k}}}$$

$$T_4 = 300K \left( \frac{27,38 \text{ bar}}{3 \text{ bar}} \right)^{\frac{1,27-1}{1,27}}$$

$$T_4 = 480,05K$$

Kalor yang diperlukan oleh penukar kalor 2 adalah sebagai berikut:

$$Q = \dot{m}_{gas}(h_4 - h_3)$$

$$Q = \dot{m}_{gas} \times c_{p_{gas}}(T_4 - T_3)$$

$$Q = \rho \times V \times c_{p_{gas}}(T_4 - T_3)$$

$$Q = 0,64 \frac{kg}{m^3} \times 0,115 \frac{m^3}{s} \times 2,37 \frac{kJ}{kgK} \times (480,05K - 300K)$$

$$Q = 31,41 \frac{kJ}{s}$$

$$Q = 31,41 \text{ KW}$$

Total kalor yang dibutuhkan Pressure Reducing System adalah:

$$Q = 31,41kw + 31,41 \text{ kw}$$

$$Q = 62,82 \text{ KW}$$

- **Kebutuhan Air Panas**

Asumsi :  $T_{in} = 500^\circ\text{C} = 500^\circ\text{K}$

$$T_{out} = 75^\circ\text{C} = 320^\circ\text{K}$$

Mencari massa air pemanas:

$$Q = \dot{m} \times c_p \times (T_2 - T_1)$$

$$Q = \dot{m} \times 0,74 \frac{kJ}{kgK} \times (500K - 320K)$$

$$31,41KW = \dot{m} \times 0,74 \frac{kJ}{kgK} \times (500K - 320K)$$

$$\dot{m} = 0,24 \text{ kg/s}$$

Massa air yang dibutuhkan untuk memanaskan PRU adalah sebagai berikut:

$$m = \dot{m} \times t$$

$$m = 0,24 \frac{kg}{s} \times 3600 \frac{s}{1 jam}$$

$$m = 864 kg/jam$$

$$m = 0,864 ton/jam$$

## 4.2 Analisa Finansial

### 4.2.1 Asumsi dalam melakukan kajian finansial

- **Periode studi**

Kajian finansial rencana pemanfaatan kelebihan gas (CNG) dari PLTU Gresik ke PLTU Paiton dilakukan untuk periode studi 15 tahun. Hal ini mempertimbangkan umur ekonomis dari beberapa peralatan utama yang digunakan.

- **Nilai tukar uang**

Asumsi dalam kajian finansial ini adalah USD 1= IDR 13326 yang merupakan nilai tukar yang biasanya dipakai sebagai asumsi dalam studi kelayakan.

- **Sumber pendanaan**

Pendanaan untuk proyek pemanfaatan kelebihan gas (CNG) dari Gresik ke Paiton dibiayai dari pinjaman.

- **Waktu Pembangunan**

Lama pembangunan fasilitas pembangkit Listrik Tenaga Mesin gas ini selama satu tahun

- **Waktu Produksi**

Pembangunan fasilitas dilaksanakan selama 1 tahun, sehingga produksi gas dimulai pada awal tahun ke-2.

### 4.2.2 Konsumsi Gas Pertahun (CNG Marine)

Volume gas yang dibawa dari Gresik ke Paiton adalah 8, 58 MMSCFD, setara dengan 8580 MMBTUD. Adapun perhitungan total gas yang dibawa ke Paiton selama satu tahun

adalah 72626 MMBTU (PLTU Paiton *start up* 8x dalam setahun dengan kebutuhan gas 8580 per sekali *start up*).

**Tabel 4.15** Harga Beli Komponen Utama

komponen	USD/UNIT	unit	Harga Total USD	Harga Total
CNG skid	150000	46	6.900.000	Rp 91.949.400.000
CNG kompresor	333890,9	5	1.669.454,5	Rp 22.247.150.667
CNG kompresor	145032,57	5	725.162,85	Rp 9.663.520.139
PRU	130000	4	520.000	Rp 6.926.400.000
Kapal	453617,6004	1	453.617,600	Rp 6.042.186.437
Pipa				Rp 23.355.375
Total				Rp 136.852.012.600

- Harga Perolehan gas di PLTU Paiton  
 Harga perolehan gas diperoleh dari penjumlahan biaya investasi serta biaya operasi alat utama fasilitas CNG seperti kompresor, biaya transport kapal, biaya dekompresi di PLTU Paiton.

#### 4.2.3 Biaya produksi dari biaya investasi

- Investasi CNG Storage diasumsikan dilakukan pada awal bulan sebesar Rp 91 949 400 000
- Biaya investasi CNG storage( $F_1$ ) adalah sebagai berikut:  

$$F_1 = \text{Rp } 91\,949\,400\,000 [1 + 15\%]^1$$

$$F_1 = \text{Rp } 105\,741\,810\,000,00$$
- Investasi CNG kompresor diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke enam sebesar Rp 19 004 162 213,00  
 Biaya investasi CNG kompresor ( $F_2$ ) adalah sebagai berikut :

$$F_2 = \text{Rp } 31\,910\,670\,806 \left[ 1 + \frac{15\%}{12} \right]^7$$

$$F_2 = \text{Rp } 34\,809\,770\,260,00$$

- Investasi PRS diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke-9 sebesar Rp 6 926 400 000

Biaya investasi PRS( $F_3$ ) adalah sebagai berikut :

$$F_3 = \text{Rp } 6\,926\,400\,000 \left[ 1 + \frac{15\%}{12} \right]^4$$

$$F_3 = \text{Rp } 7\,279\,267\,782,00$$

- Investasi kapal LCT ( $F_4$ ) diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke-12 sebesar Rp 6 042 186 437

Biaya investasi Kapal LCT adalah sebagai berikut :

$$F_4 = \text{Rp } 6\,042\,186\,437 [1+15\%]$$

$$F_4 = \text{Rp } 6\,948\,514\,403,00$$

- Investasi pipa ( $F_5$ ) diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke-1 sebesar Rp 23 355 575,00

Biaya investasi pipa adalah sebagai berikut :

$$F_5 = \text{Rp } 23\,355\,575 \left[ 1 + \frac{15\%}{12} \right]^1$$

$$F_5 = \text{Rp } 23\,647\,519,69$$

- Total investasi

$$F_{total} = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5$$

$$F_{total} = \text{Rp } 105\,741\,810\,000,00 + \text{Rp } 34\,809\,770\,260,00$$

$$+ \text{Rp } 7\,279\,267\,782,00 + \text{Rp } 6\,948\,514\,403,00$$

$$+ \text{Rp } 23\,647\,519,69$$

$$F_{total} = \text{Rp } 154\,803\,010\,000,00$$

- Biaya produksi dihitung sekarang

$$Pv = s \left[ \frac{1 - \left( \frac{1}{1+i} \right)^N}{i} \right]$$

Dimana  $Pv = \text{Present value}$

$i = \text{discount rate (\%)}$

$N = \text{jumlah bulan}$

$$Pv = s \left[ \frac{1 - \left( \frac{1}{1+0,15} \right)^{15}}{0,15} \right]$$

$Pv = s [5,85]$  dimana  $F = Pv$

$$\text{maka } s = \frac{F}{5,85} = \frac{\text{Rp } 154\,803\,010\,000,00}{5,85}$$

$$= \text{Rp } 26\,462\,052\,990,00$$

$$\text{Biaya Investasi} = \frac{\text{Rp } 26\,462\,052\,990,00}{72\,626 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } 364\,360/\text{MMBTU}$$

#### 4.2.4 Biaya Operasi

##### 4.2.4.1 Biaya kompresi di Gresik

###### Kebutuhan listrik selama 1 tahun

Daya aktual kompresor = 1088,18 kw

Kebutuhan listrik lain lain diasumsikan 5 % = 5% x

1088,18 kw

= 54,409 kw

Sehingga kebutuhan listrik total = 1088,18 kw + 54,409

kw = 1142,589 kw

Kompresor bekerja selama 8 jam perhari sehingga

kebutuhan total = 1142,589 kw x 8 h = 9140,712 kwh.

Harga listrik untuk industri 1-3 adalah Rp 1.467,28 sehingga

$$\text{biaya pemanasan} = 9140,712 \times \text{Rp } 1.467,28 = \text{Rp } 13\,411\,983,9$$

Biaya pemanasan selama 1 tahun:

$$\text{Biaya} = \text{Rp } 13\,411\,983,9 \times 200 = \text{Rp } 2\,682\,396\,780,00$$

**Biaya lain lain diasumsikan 5 %**

$$\text{Biaya} = 5/100 \times \text{Rp } 2\,682\,396\,780,00$$

$$\text{Biaya} = \text{Rp } 134\,119\,839,00$$

**Biaya tenaga kerja**

Jumlah tenaga kerja diasumsikan 4 Orang dengan gaji Rp 5 000 000 ,00 per orang. Sehingga biaya tenaga kerja dalam setahun adalah sebagai berikut:

$$\text{Biaya} = 12 \times 4 \times \text{Rp } 5000\,000,00 = \text{Rp } 240\,000\,000,00$$

**Biaya maintenance**

Biaya maintenance diasumsikan 5 %

Sehingga biaya maintenance per tahun adalah

$$\text{Biaya} = 5/100 \times \text{Rp } 2\,682\,396\,780,00$$

$$\text{Biaya} = \text{Rp } 134\,119\,839,00$$

**Biaya Total Kompresi Gresik**

$$\begin{aligned} \text{Biaya total} &= \text{Rp } 2\,682\,396\,780,00 + \text{Rp } 134\,119\,839,00 \\ &\quad + \text{Rp } 240\,000\,000,00 + \text{Rp } 134\,119\,839,00 \end{aligned}$$

$$\text{Biaya total} = \text{Rp } 3\,190\,636\,458,00$$

**Unit Cost**

$$\begin{aligned} \text{Unit cost} &= \frac{\text{Biaya total kompresi}}{\text{volume gas yang diangkut}} \\ \text{Unit cost} &= \frac{\text{Rp } 3\,190\,636\,458,00}{72\,626 \text{ MMBTU}} \\ \text{Unit cost} &= \text{Rp } 43\,932,4272/\text{MMBTU} \end{aligned}$$



#### 4.2.4.2 Transportasi Laut

Adapun spesifikasi kapal tertera pada table di bawah ini:

**Tabel 4.16** Spesifikasi Kapal

Kapal LCT	
Klas	SPOB
LOA	76.76 meter
Lebar	15.24 meter
Tinggi	3,81 meter
<i>Main Engine</i>	CAT C32 ACERT @750HP x 2
Harga	Rp 6.042.186.437

#### **Biaya Perawatan Kapal**

Biaya perawatan kapal selama setahun diasumsikan 5% dari total harga kapal.

$$\text{biaya} = 5/100 \times \text{Rp } 6.042.186.437 = \text{Rp } 302\,109\,322,00$$

#### **Biaya asuransi**

Biaya asuransi diperkirakan 1,15 % dari total harga kapal

$$\text{Biaya asuransi} = \frac{1,15}{100} \times \text{Rp } 6.042.186.437$$

$$\text{Biaya asuransi} = \text{Rp } 69\,485\,144\,000,00$$

#### **Estimasi waktu berlayar kapal**

Kapal dalam sekali berlayar dari Gresik ke PLTU Paiton membawa 46 skid. Dari sini dapat dihitung berapa hari sekali kapal berlayar ke PLTU Paiton.

Kapal membawa 46 skid = 8,5 MMSCF

Kapal berlayar ke PLTU Paiton 8x dalam 1 tahun sehingga kapal berlayar setiap 1,5bulan sekali

### **Konsumsi Bahan Bakar Kapal**

Perhitungan konsumsi bahan bakar kapal:

Jarak gresik paiton = 63 nm

Jarak paiton gresik = 63 nm

$$Fc = BHP \times SFOC \times t$$

Dimana;  $t = s/v$

$t$  = time (hour)

$s$  = jarak (nm)

$v$  = kecepatan kapal (knot)

$$t = \frac{63 \text{ nm}}{8 \text{ knot}} = \frac{63 \text{ nm}}{80 \text{ nm/hr}} = 8 \text{ hr}$$

Kapal yang dipakai memakai engine CAT C32 ACERT @750HP x 2, Fuel Consumption= 215 g/kwhour. Bahan bakar yang digunakan adalah bahan bakar MFO. Massa jenis mfo adalah 985 kg/m<sup>3</sup>

Perhitungan Fuel consumption saat kapal berangkat,  
time= 8 hour

$$Fc = BHP \times SFOC \times t$$

$$Fc = 1500 \text{ HP} \times 430 \frac{\text{g}}{\text{kwh}} \times 8 \text{ h} \times \frac{1 \text{ kw}}{1,341022 \text{ hp}}$$

$$Fc = 3\,847\,811,594 \text{ g}$$

$$Fc = 3,9 \text{ ton}$$

$$\text{volume bahan bakar} = \frac{3,9 \text{ ton}}{0,985 \text{ ton/m}^3}$$

$$v = 3,96 \text{ m}^3$$

$$v = 3960 \text{ liter}$$

Jadi sekali perjalanan, berangkat ke PLTU Paiton kapal memerlukan bahan bakar MFO sebesar 3960 liter dimana Harga 1 liter MFO adalah Rp 10 313 ,05. Sehingga biaya bahan bakar adalah sebagai berikut:

$$\text{biaya} = 3960 \text{ liter} \times \text{Rp } 10\,313,05/\text{liter}$$

$$biaya = Rp\ 40\ 839\ 678,00$$

$$biaya\ pp = 2 \times Rp\ 40\ 839\ 678,00$$

$$biaya\ pp = Rp\ 81\ 679\ 356,00$$

Dalam satu tahun ada 8x perjalanan sehingga besarnya biaya konsumsi bahan bakar MFO selama satu tahun adalah sebagai berikut:

Biaya PP dalam 1 tahun :

$$\begin{aligned} \text{Biaya pp} &= Rp\ 81\ 679\ 356,00 \times 8 \\ &= \mathbf{Rp\ 653\ 434\ 848,00} \end{aligned}$$

### **Biaya Loading dan Unloading**

Waktu loading dan unloading, mesin kapal masih menyala sehingga membutuhkan konsumsi bahan bakar. Besarnya konsumsi bahan bakar diasumsikan setengah dari konsumsi bahan bakar kapal saat melakukan perjalanan.

Waktu *loading* = 8 jam

Waktu *unloading* = 8 jam

*Fuel consumption* perjam = 0,13 ton/jam (setengah dari *fuel consumption* waktu perjalanan)

$$Fc = 0,13 \frac{\text{ton}}{\text{jam}} \times 8 \text{ jam}$$

$$Fc = 1,04 \text{ ton}$$

$$volume = \frac{1,04 \text{ ton}}{0,985 \text{ ton/m}^3}$$

$$volume = 1,06 \text{ m}^3 = 1060 \text{ liter}$$

Satu kali loading maupun unloading diperlukan bahan bakar sebanyak 1060 liter. Sehingga biaya nya adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{biaya} &= 1060 \text{ liter} \times \text{Rp } 10\,313,05/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 10\,931\,833,00 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{biaya loading} + \text{unload} &= 2 \times \text{Rp } 10\,931\,833,00 \\ &= \text{Rp } 21\,863\,666,00 \end{aligned}$$

$$\text{biaya 1 tahun} = 8 \times \text{Rp } 21\,863\,666,00 = \text{Rp } 174\,909\,328,00$$

### **Biaya Bahan Bakar Total**

$$\begin{aligned} \text{Biaya BB total} &= \text{Rp } 653\,434\,848,00 + \text{Rp } 174\,909 \\ &328,00 \end{aligned}$$

$$= \text{Rp } 828\,344\,176,00$$

### **Biaya oil diasumsikan 15%**

Biaya oil diasumsikan 15% dari biaya bahan bakar

$$\text{biaya oil} = 15\% \times \text{Rp } 828\,344\,176,00 = \text{Rp } 124\,251\,627,00$$

### **Biaya pegawai**

Diasumsikan ada 8 orang pekerja dengan gaji per orangnya adalah

Rp 5000 000,00 Sehingga biaya pekerja selama setahun adalah,

$$\text{biaya pekerja} = 8 \times \text{Rp } 5000\,000,00 \times 12 = \text{Rp } 480\,000\,000,00$$

### **Biaya Total**

$$\begin{aligned} \text{Biaya total} &= \text{Biaya perawatan kapal} + \text{Biaya asuransi} + \\ &\text{Biaya bahan bakar total} + \text{biaya oil} + \text{biaya} \\ &\text{pegawai} \\ &= \text{Rp } 302\,109\,322,- + \text{Rp } 69\,485\,144\,000,- + \\ &\text{Rp } 828\,344\,176,- + \text{Rp } 124\,251\,627,- + \text{Rp } \\ &480.000.000,- \\ &= \text{Rp } 71\,219\,849\,130,- \end{aligned}$$

### Unit Cost

$$\text{unitcost} = \frac{71\,219\,849\,130}{72\,626\,MMBTU} = 980\,638,46/MMBTU$$

#### **4.2.4.3 Biaya Kompresi Di PLTU Paiton**

Dari perhitungan kompresor sebelumnya didapatkan kerja kompresor=179,82 kw.

#### **Kebutuhan Lainnya**

Diasumsikan kebutuhan lainnya sebesar 5%, sehingga,  
 $\text{kebutuhan lain} = 5\% \times 179,82\text{kw} = 8,991\text{ kw}$

#### **Kebutuhan total**

$$\text{kebutuhan total} = 179,82\text{ kw} + 8,991\text{ kw} = 188,81\text{kw}$$

#### **Kebutuhan total sehari**

Kompresor beroperasi selama 4 jam dalam sehari,  
 sehingga  $\text{daya total} = 188,81\text{ kw} \times 4\text{ H} = 755,24\text{ kw}$

#### **Biaya total listrik dalam setahun**

$\text{kebutuhan total}$

$$= 755,24\text{ kwh} \times 200\text{ hari} \times \text{Rp } 1115,00 = \text{Rp } 168\,419\,412,00$$

#### **Biaya oil dan lain – lain diperkirakan 5%**

$$\begin{aligned}\text{biaya listrik} &= 5\% \times \text{Rp } 168\,419\,412,00 \\ &= \text{Rp } 8\,420\,970,6\end{aligned}$$

#### **Biaya Maintenance diperkirakan 5 %**

$$\text{biaya maintenance} = 5\% \times \text{Rp } 168\,419\,412,00 = \text{Rp } 8\,420\,970,6$$

#### **Biaya pegawai**

Dalam sehari diasumsikan ada 2 shift dengan setiap shiftnya terdiri dari 2 orang dengan gaji per orang Rp

5000 000,00/ bulan sehingga biaya pekerja dalam setahun adalah

*Biaya pegawai*

$$= \frac{2 \text{ shift}}{1 \text{ hari}} \times \frac{2 \text{ orang}}{\text{shift}} \times \frac{\text{Rp } 5\,000\,000}{\text{orang/1 bulan}} \times \frac{12 \text{ bulan}}{1 \text{ tahun}} = \text{Rp } 240\,000\,000,00 \text{ th}$$

#### **Biaya total**

Biaya total = Rp 168 419 412,00 + Rp 8 420 970,6 + Rp 8 420 970,6 + Rp 240 000 000,00 = Rp 425 261 353,00

#### **Unit cost**

$$\text{Unit cost} = \frac{\text{Rp } 425\,261\,353,00}{127750 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } \frac{3328,86}{\text{MMBTU}}$$

#### **4.2.4.4 Biaya Dekompresi**

Dari perhitungan sebelumnya didapatkan  $Q = 62,82 \text{ KW}$

#### **Keperluan pemanasan yang lain**

Untuk keperluan lainnya diasumsikan 20% ,sehingga

$$\text{keperluan lain} = \frac{20}{100} \times 62,82 \text{ kw} = 12,564 \text{ kwh } 100$$

#### **Daya total yang dibutuhkan**

$$\text{total} = 62,82 \text{ KW} + 12,564 \text{ kw} = 75,384 \text{ kw}$$

#### **Listrik yang dibutuhkan dalam sehari**

Pressure reducing system digunakan selama 24 jam, sehingga total listrik yang dipakai adalah sebagai berikut:

$$\text{total} = 75,384 \text{ KW} \times 24 \text{ h} = 1809,216 \text{ kwh}$$

#### **Total Biaya yang dibutuhkan PRS dalam sehari**

Biaya listrik untuk industri gol 1-3 Rp 1 115,00

(<http://www.pln.co.id/wp-content/uploads/2015/05/Tariff-Adjustment-Juni-2015.pdf>) sehingga biaya listrik total dalam satu hari:

$$\text{Biaya} = 1809,216 \text{ kwh} \times \text{Rp } 1\,115,00 = \text{Rp } 2\,017\,275,84$$

**Biaya Listrik selama 1 tahun**

$$\text{Biaya} = \text{Rp } 2\,017\,275,84 \times 365 = \text{Rp } 736\,305\,681,6$$

**Biaya oil dan lain lain diperkirakan sebesar 5 %**

$$\text{Biaya oli dan lain lain} = 5\% \times \text{Rp } 736\,305\,681,6 =$$

$$\text{Rp } 36\,815\,284,08$$

**Biaya maintenance diperkirakan sebesar 10%**

$$\text{Biaya maintenance} = 10\% \times \text{Rp } 736\,305\,681,6 = \text{Rp } 73\,630\,568,16$$

$$630\,568,16$$

**Biaya pegawai**

Dalam sehari diasumsikan ada 3 shift dengan setiap shiftnya terdiri dari 2 orang dengan gaji per orang Rp 5000 000,00/ bulan sehingga biaya pekerja dalam setahun adalah

**Biaya total**

$$\begin{aligned} \text{Biaya total} &= \text{Rp } 736\,305\,681,6 + \text{Rp } 36\,815\,284,08 + \text{Rp } \\ &\quad 73\,630\,568,16 + \text{Rp } 360\,000\,000,00 \end{aligned}$$

$$\text{Biaya total} = \text{Rp } 1\,206\,751\,534,00$$

**Unit Cost**

$$\text{Unit cost} = \frac{\text{Rp } 1\,206\,751\,534,00}{127750 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } 9446,2/\text{MMBTU}$$

#### 4.2.4.5 Perhitungan biaya pipa

Pipa yang digunakan dari tapping gas ke kompresor adalah diameter 6 in sch 40, dari kompresor ke dermaga diameter 1 in sch xxs ,Pipa ke daughter station memakai diameter 1 in sch xxs.

Total harga beli pipa Rp 23 355 575,00 Diasumsikan biaya

perawatan pipa adalah 5% per tahun sehingga

$$\text{Biaya perawatan} = 5\% \times \text{Rp } 23\,355\,575,00.$$

$$\text{Biaya perawatan} = \text{Rp } 1\,167\,779,00$$

#### Unit cost

$$\text{Unit cost} = \frac{\text{Rp } 1\,167\,779,00}{127750 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } 9/\text{MMBTU}$$

### 4.2.5 Harga Perolehan Gas

**Tabel 4.17** Harga Perolehan Gas dengan moda transportasi Kapal

Keterangan	Harga/MMBTU
Investasi	Rp 364.360
Kompresi Gresik	Rp 43.933
Transportasi Laut	Rp 980.638
Kompresi Paiton	Rp 3.329
PRU	Rp 9.446
Pipa	Rp 9
Harga Perolehan	Rp 1.401.715

Dari perhitungan diatas hasil yang diperoleh biaya perolehan gas di PLTU Paiton adalah Rp 1.401.715 per MMBTU. Dari konversi kesetaraan diketahui bahwa

$$\text{lt-HSD} = 36,7 \text{ sfc gas alam.}$$

$$= 36700 \text{ BTU}$$

$$= 0,0367 \text{ MMBTU}$$

$$\begin{aligned} \text{Harga perolehan gas} &= \frac{\text{Rp } 1.401.715}{\text{MMBTU}} \times \frac{0,0367 \text{ MMBTU}}{\text{lt-HSD}} \\ &= \text{Rp } 51\,443/\text{ltHSD} \end{aligned}$$

Harga pokok gas adalah USD 7/MMBTU. Harga pokok gas setara dengan satu liter HSD adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Harga pokok} &= \text{USD } 7/\text{MMBTU} \times 13326/\text{MMBTU} \\ &= \text{Rp } 93\,282,00/\text{MMBTU} \end{aligned}$$



$$\text{Harga pokok} = \frac{\text{Rp } 93\,282}{\text{MMBTU}} \times \frac{0,0367 \text{ MMBTU}}{\text{lt-HSD}} = \text{Rp } 3\,425,00 / \text{liter HSD}.$$

#### **Harga perolehan gas**

$$\begin{aligned} \text{Harga gas} &= \text{Rp } 51\,443,00 / \text{liter HSD} + \text{Rp } 3\,425,00 / \text{liter HSD} \\ &= \text{Rp } 54\,868,00 / \text{liter HSD} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan bahwa Harga perolehan ini lebih mahal dibandingkan dengan harga 1 liter HSD yang berkisar Rp 12 700,00

#### **4.2.6 Konsumsi Gas Pertahun (*CNG Terrestrial*)**

Volume gas yang dibawa dari Gresik ke Paiton adalah 8, 58 MMSCFD, setara dengan 8580 MMBTUD. Adapun perhitungan total gas yang dibawa ke Paiton selama satu tahun adalah 72626 MMBTU (PLTU Paiton *start up* 8x dalam setahun dengan kebutuhan gas 8580 per sekali *start up*).

**Tabel 4.18** Harga Beli Komponen Utama *Trucking*

komponen	USD/ UNIT	unit	Harga Total USD	Harga Total
CNG skid	150000	46	6.900.000	Rp 91.949.400.000
PRU	130000	4	520.000	Rp 6.926.400.000
Truck	40000	8	320.000	Rp 4.262.400.000
Total				Rp 103.132.800.000

#### ➤ Harga Perolehan gas di PLTU Paiton

Harga perolehan gas diperoleh dari penjumlahan biaya investasi serta biaya operasi alat utama fasilitas CNG seperti kompresor, biaya transport kapal, biaya dekompresi di PLTU Paiton.

#### 4.2.7 Biaya produksi dari biaya investasi

- Investasi CNG Storage diasumsikan dilakukan pada awal bulan sebesar Rp 103 132 800 000
- Biaya investasi CNG storage( $F_1$ ) adalah sebagai berikut:

$$F_1 = \text{Rp } 103\,132\,800\,000 [1 + 15\%]^1$$

$$F_1 = \text{Rp } 118\,602\,720\,000$$

- Investasi PRS diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke-9 sebesar Rp 6 926 400 000

Biaya investasi PRS( $F_2$ ) adalah sebagai berikut :

$$F_2 = \text{Rp } 6\,926\,400\,000 \left[1 + \frac{15\%}{12}\right]^4$$

$$F_2 = \text{Rp } 7\,279\,267\,782,00$$

- Investasi Truck ( $F_3$ ) diasumsikan dilakukan pada awal bulan ke-12 sebesar Rp 4 262 400 000
- Biaya investasi Truck adalah sebagai berikut :

$$F_3 = \text{Rp } 4\,262\,400\,000 [1+15\%]$$

$$F_3 = \text{Rp } 4\,901\,760\,000,00$$

- Total investasi

$$F_{total} = F_1 + F_2 + F_3$$

$$F_{total} = \text{Rp } 118\,602\,720\,000,00 + \text{Rp } 7\,279\,267\,782,00 \\ + \text{Rp } 4\,901\,760\,000,00$$

$$F_{total} = \text{Rp } 130\,783\,747\,800,00$$

- Biaya produksi dihitung sekarang

$$Pv = s \left[ \frac{1 - \left( \frac{1}{1+i} \right)^N}{i} \right]$$

Dimana  $Pv = \text{Present value}$

$i = \text{discount rate (\%)}$

$N = \text{jumlah bulan}$

$$Pv = s \left[ \frac{1 - \left( \frac{1}{1+0,15} \right)^{15}}{0,15} \right]$$

$Pv = s [5,85]$  dimana  $F = Pv$

$$\begin{aligned} \text{maka } s &= \frac{F}{5,85} = \frac{\text{Rp } 130\,783\,747\,800,00}{5,85} \\ &= \text{Rp } 22\,356\,196\,200,00 \end{aligned}$$

$$\text{Biaya Investasi} = \frac{\text{Rp } 22\,356\,196\,200,00}{72\,626 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } 307\,827/\text{MMBTU}$$

## 4.2.8 Biaya Operasi

### 4.2.8.1 Transportasi Darat

Adapun spesifikasi kapal tertera pada table di bawah ini:

**Tabel 4.19** Spesifikasi Truck

Truck	
Klas	HUWO truk traktor
LOA	6800 mm
Lebar	2496 mm
Tinggi	2958 mm
Main Engine	Diesel 405 HP
Harga truck 8 unit	Rp 4.262.400.000

**Biaya Perawatan Truck**

Biaya perawatan kapal selama setahun diasumsikan 5% dari total harga kapal.

$$\text{biaya} = 5/100 \times \text{Rp } 4.262.400.000 = \text{Rp } 213\,120\,000,00$$

**Biaya asuransi**

Biaya asuransi diperkirakan 1,15 % dari total harga truck

$$\text{Biaya asuransi} = \frac{1,15}{100} \times \text{Rp } 4.262.400.000$$

$$\text{Biaya asuransi} = \text{Rp } 49\,017\,600,00$$

**Estimasi waktu tempuh truck**

8 Truk berangkat dari Gresik ke PLTU Paiton membawa 46 skid. Dari sini dapat dihitung berapa kali berangkat ke PLTU Paiton.

1 Truk membawa 1 = 8,5 MMSCF

8 Truk membawa 8 CNG = 68 MMSCF

Truck ke PLTU Paiton 6x dalam 1,5 bulan sehingga truck beroperasi 48x setiap dalam setahun.

**Konsumsi Bahan Bakar Truck**

Perhitungan konsumsi bahan bakar kapal:

Jarak gresik paiton = 161 km (begitu pula sebaliknya)

$$Fc = BHP \times SFOC \times t$$

Dimana;  $t = s/v$

$t$  = time (hour)

$s$  = jarak (km)

$v$  = kecepatan kapal (km/hr)

$$t = \frac{161 \text{ km}}{40 \text{ km/hr}} = 4 \text{ hr}$$

Truk yang dipakai memakai engine Diesel, Fuel Consumption= 336 g/kwhour. Bahan bakar yang digunakan adalah bahan bakar MFO. Massa jenis mfo<sup>3</sup> adalah 853 kg/m

Perhitungan Fuel consumption saat truk berangkat, time= 4 hour

$$v = 9,9 \text{ liters} \times 4$$

$$v = 39,6 \text{ liter} \times 8 \text{ (jumlah truk yang beroperasi)}$$

$$v = 316,8 \text{ liter}$$

Jadi sekali perjalanan, berangkat ke PLTU Paiton truck memerlukan bahan bakar solar sebesar 316,8 *liter* dimana Harga 1 liter MFO adalah Rp 5150,00 Sehingga biaya bahan bakar adalah sebagai berikut:

$$\text{biaya} = 316,8 \text{ liter} \times \text{Rp } 5150/\text{liter}$$

$$\text{biaya} = \text{Rp } 1\,631\,520,00$$

$$\text{biaya pp} = 2 \times \text{Rp } 1\,631\,520,00$$

$$\text{biaya pp} = \text{Rp } 3\,263\,040,00 \times 6$$

$$\text{biaya 6 pp} = \text{Rp } 19\,578\,240,00$$

Dalam satu tahun ada 8x perjalanan sehingga besarnya biaya konsumsi bahan bakar solar selama satu tahun adalah sebagai berikut:

Biaya PP dalam 1 tahun :

$$\text{Biaya pp} = \text{Rp } 19\,578\,240,00 \times 8$$

$$= \text{Rp } 156\,625\,920,00$$

#### **Biaya oil diasumsikan 15%**

Biaya oil diasumsikan 15% dari biaya bahan bakar

$$\text{biaya oil} = 15\% \times \text{Rp } 156\,625\,920,00 = \text{Rp } 23\,493\,888,00$$

#### **Biaya pegawai**

Diasumsikan ada 8 orang pekerja dengan gaji per

orangnya adalah

Rp 5000 000,00 Sehingga biaya pekerja selama setahun adalah,

$$\text{biaya pekerja} = 8 \times \text{Rp } 5000\,000,00 \times 12 = \text{Rp } 480\,000\,000,00$$

### **Biaya Total**

$$\begin{aligned} \text{Biaya total} &= \text{Biaya perawatan truk} + \text{Biaya asuransi} + \\ &\quad \text{Biaya bahan bakar} + \text{biaya oil} + \text{biaya} \\ &\quad \text{pegawai} \\ &= \text{Rp } 213\,120\,000,- + \text{Rp } 49\,017\,600,- + \text{Rp} \\ &\quad 156\,625\,920,- + \text{Rp } 23\,493\,888,- + \text{Rp} \\ &\quad 480.000.000,- \\ &= \text{Rp } 922\,257\,408,- \end{aligned}$$

### **Unit Cost**

$$\text{unitcost} = \frac{922\,257\,408}{72\,626\,MMBTU} = 12\,699/MMBTU$$

#### **4.2.8.2 Biaya Dekompresi**

Dari perhitungan sebelumnya didapatkan  $Q = 62,82\, KW$

### **Keperluan pemanasan yang lain**

Untuk keperluan lainnya diasumsikan 20% ,sehingga

$$\text{keperluan lain} = \frac{20}{100} \times 62,82\, kw = 12,564\, kwh\, 100$$

### **Daya total yang dibutuhkan**

$$\text{total} = 62,82\, KW + 12,564\, kw = 75,384\, kw$$

### **Listrik yang dibutuhkan dalam sehari**

Pressure reducing system digunakan selama 24 jam, sehingga total listrik yang dipakai adalah sebagai berikut:

$$\text{total} = 75,384\, KW \times 24\, h = 1809,216\, kwh$$

### **Total Biaya yang dibutuhkan PRS dalam sehari**

Biaya listrik untuk industri gol 1-3 Rp 1 115,00

(<http://www.pln.co.id/wp-content/uploads/2015/05/Tariff-Adjustment-Juni-2015.pdf>) sehingga biaya listrik total dalam satu hari:

$$\text{Biaya} = 1809,216 \text{ kwh} \times \text{Rp } 1\,115,00 = \text{Rp } 2\,017\,275,84$$

#### **Biaya Listrik selama 1 tahun**

$$\text{Biaya} = \text{Rp } 2\,017\,275,84 \times 365 = \text{Rp } 736\,305\,681,6$$

#### **Biaya oil dan lain lain diperkirakan sebesar 5 %**

$$\begin{aligned} \text{Biaya oli dan lain lain} &= 5\% \times \text{Rp } 736\,305\,681,6 = \\ &\text{Rp } 36\,815\,284,08 \end{aligned}$$

#### **Biaya maintenance diperkirakan sebesar 10%**

$$\text{Biaya maintenance} = 10\% \times \text{Rp } 736\,305\,681,6 = \text{Rp } 73\,630\,568,16$$

#### **Biaya pegawai**

Dalam sehari diasumsikan ada 3 shift dengan setiap shiftnya terdiri dari 2 orang dengan gaji per orang Rp 5000 000,00/ bulan sehingga biaya pekerja dalam setahun adalah

#### **Biaya total**

$$\begin{aligned} \text{Biaya total} &= \text{Rp } 736\,305\,681,6 + \text{Rp } 36\,815\,284,08 + \text{Rp } \\ &\quad 7\,360\,568,16 + \text{Rp } 360\,000\,000,00 \end{aligned}$$

$$\text{Biaya total} = \text{Rp } 1\,206\,751\,534,00$$

#### **Unit Cost**

$$\text{Unit cost} = \frac{\text{Rp } 1\,206\,751\,534,00}{127750 \text{ MMBTU}} = \text{Rp } 9446,2/\text{MMBTU}$$

#### 4.2.9 Harga Perolehan Gas

**Tabel 4.20** Harga Perolehan Gas dengan moda transportasi Truck

Keterangan	Harga/MMBTU
Investasi	Rp 307.827
Transportasi darat	Rp 12.699
PRU	Rp 9.446
Harga Perolehan	Rp 329.972

Dari perhitungan diatas hasil yang diperoleh biaya perolehan gas di PLTU Paiton adalah Rp 329.972 per MMBTU. Dari konversi kesetaraan diketahui bahwa

lt-HSD = 36,7 sfc gas alam.

= 36700 BTU

= 0,0367 MMBTU

$$\begin{aligned}\text{Harga perolehan gas} &= \frac{\text{Rp } 329\,972}{\text{MMBTU}} \times \frac{0,0367 \text{ MMBTU}}{\text{lt-HSD}} \\ &= \text{Rp } 12\,110/\text{ltHSD}\end{aligned}$$

Harga pokok gas adalah USD 7/MMBTU. Harga pokok gas setara dengan satu liter HSD adalah sebagai berikut:

Harga pokok = USD 7/MMBTU  $\times$  13326/MMBTU = Rp 93 282,00/MMBTU

$$\begin{aligned}\text{Harga pokok} &= \frac{\text{Rp } 93\,282}{\text{MMBTU}} \times \frac{0,0367 \text{ MMBTU}}{\text{lt-HSD}} = \text{Rp } 3\,425,00 / \\ &\text{liter HSD.}\end{aligned}$$



**Harga perolehan gas**

$$\text{Harga gas} = \text{Rp } 12\,110 / \text{liter HSD} + \text{Rp } 3\,425,00 / \text{liter HSD} = \text{Rp } 15\,535,00 / \text{liter HSD}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan bahwa Harga perolehan ini lebih mahal dibandingkan dengan harga 1 liter HSD yang berkisar Rp 12 700,00 .

**Tabel 4.21** Tabel Perbandingan Harga Perolehan Gas Melalui Jalur Darat dan Jalur Laut

Darat		Laut	
Keterangan	Harga/ MMBTU	Keterangan	Harga/ MMBTU
Investasi	Rp 307.827	Investasi	Rp 364.360
Transportasi darat	Rp 12.699	Kompresi Gresik	Rp 43.933
PRU	Rp 9.446	Transportasi Laut	Rp 980.638
Harga Perolehan	Rp 329.972	Kompresi Paiton	Rp 3.329
		PRU	Rp 9.446
		Pipa	Rp 9
		Harga Perolehan	Rp 1.401.715
Harga perolehan gas/liter HSD	Rp 15.535	Harga perolehan gas/liter HSD	Rp 54.868

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Dari kajian kelayakan harga perolehan gas di PLTU Paiton, maka ditarik kesimpulan diantaranya:

1. Spesifikasi Alat utama dan alat lainnya dalam penggantian BBM dengan CNG untuk *startup* di PLTU Paiton ini diantaranya:
  - CNG Kompresor Temperatur masuk 30 °C, Tekanan masuk 2Mpa, kapasitas 4831,6 NCMH , daya 567,89 KW
  - *spesifikasi CNG Storage* diantaranya kapasitas berat total 29888 kg tekanan kerja 25 MPA.
  - spesifikasi PRU tekanan masuk 250 bar, tekanan keluar 3 bar
  - spesifikasi kapal pengangkut CNG,kapal jenis SPOB dengan LOA 48 meter, lebar 9 meter, tinggi 3,5 meter, main engine 2x405HP
  - spesifikasi pipa dari gas tapping ke kompresor diameter 6in dan Schedule 40
  - spesifikasi pipa dari kompresor ke skid adalah diameter pipa 2in jenis schedule xxs
  - spesifikasi pipa dari dermaga ke daughter station adalah diameter pipa 1in jenis schedule xxs
2. Dari hasil perhitungan didapatkan harga perolehan gas di PLTU Paiton adalah Rp 54.868,00 dengan moda transportasi kapal dan Rp 15.535,00 dengan menggunakan moda transportasi *Truck* yang merupakan hasil dari pertambahan biaya investasi serta biaya operasi alat utama system CNG *plan* dan harga pokok gas.

3. Harga perolehan gas di PLTU Paiton yakni Rp 54.868,00 dengan moda transportasi kapal dan Rp 15.535,00 dengan menggunakan moda transportasi *Truck* lebih mahal dibandingkan dengan harga 1 liter HSD yang berkisar Rp 12.700,00
4. Harga perolehan gas dengan mode transportasi darat lebih murah dibandingkan dengan menggunakan mode transportasi laut.

## **5.2 Saran**

Setelah kajian ini dilakukan maka diberikan saran-saran yaitu bahwa penggantian BBM dengan CNG bisa dilakukan di PLTU Paiton dengan asumsi dapat menekan nilai bahan bakar untuk *startup*, dikarenakan harga perolehan gas lebih murah dibandingkan dengan harga HSD.

## DAFTAR PUSTAKA

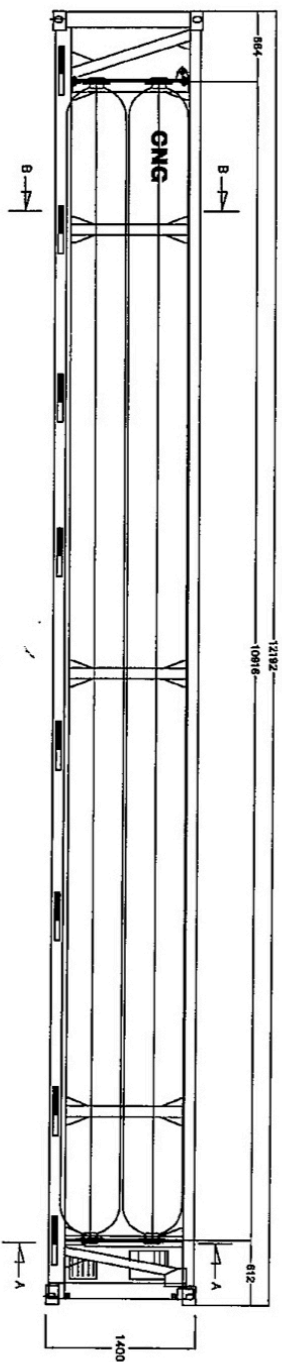
- [1] Alam, Md. Mahbub., H. Sakamoto., and M. Moriya., 2003. "*Reduction of Fluid Forces Acting on a Single Circular Cilinder and Two Circular Cylinder by Using Tripping Rods*". Journal of fluid and structures 18, 347-366.
- [2] Daloglu, Alican., 2008. "*Pressure Drop in a Channel with Cylinders in Tandem Arrangement*". International Communications in Heat and Mass Transfer 35, 76-83.
- [3] Incropera, Frank P. and Dewitt, David P.1981. "*Fundamentals of Heat and Mass Transfer Sixth Edition*". John Wiley & Sons. Inc.
- [4] Kakac, Sadic and Hongtan Liu. 2004. "*Heat Exchanger : Desain, Selection and Thermal Design*". Washington, D.C: CRC Press
- [5] Kays, W. M. and London, A. L. 1964. *Compact Heat Exchanger*. New York: McGraw-Hill Book Co.
- [6] Lee, Sang Joon., Sang-Ik Lee., and Cheol Woo Park., 2004. "*Reducing the Drag on a Circular Cylinder by Upstream Installation of a Small Control Rod*". Fluid Dynamics Research 34, 233-250.
- [7] Mariam, Siti. 2013.Kalibrasi termokopel tipe-K pada bagian uji heating-03 menggunakan cDAQ-9188.
- [8] D. Perira, Justin. 2011. "*Wind Tunnels : Aerodynamics, Model and Experiments*". New York: Nova Science Publishers, Inc.
- [9] Lawrence Berkeley National Laboratory. 2003. *improving compressed air system performance: a source book for industry*. Washington, DC. U.S. Department of Energy Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [10] Rachmad, setiawan. 2008. Teknik Akuisisi Data, Graha Ilmu. Yogyakarta

- [11] Tsutsui, T., and T. Igarashi., 2002. “*Drag Reduction of a Circular Cylinder in an Air Stream*”. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 90, 527-541.
- [12] Weidman, Patrick D., 1968. “*Thesis for the Degree of Aeronautical Engineer: Wake Transition and Blockage Effects on Cylinder Base Pressure*”. California: California Institute of Technology.
- [13] [http://www.omega.com/pptst/IRCO\\_CHAL\\_P13R\\_P10R.html](http://www.omega.com/pptst/IRCO_CHAL_P13R_P10R.html)
- [14] <http://wegedengineer.blogspot.co.id/2012/05/metoda-inspeksi-heat-exchanger.html>

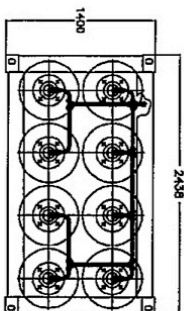




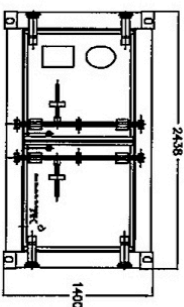




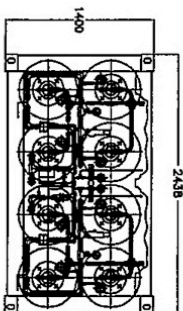
**FRONT VIEW**



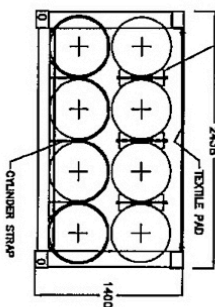
**REAR VIEW**



**A-A SECTION**

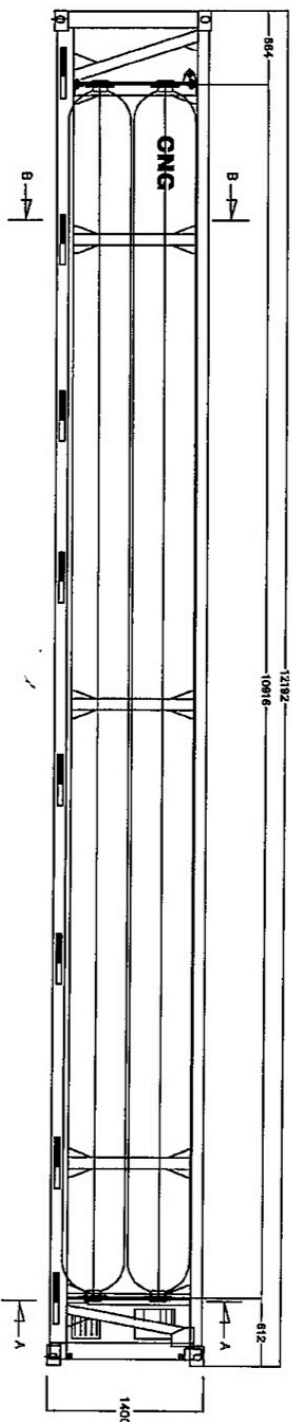


**B-B SECTION**

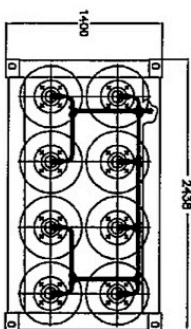


**NOTE**

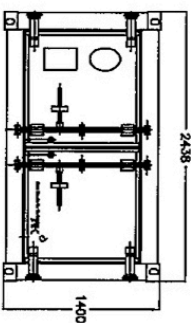
1. PRODUCT : GNG
2. TUBE :  
- 8 TUBES, ON 556 Bmm(22") x 1080 Bmm(35")  
- TOTAL WATER VOLUME : 2240L x 8BT = 17920 Liter
3. SMD : ACCORDING TO ISO 668
4. WEIGHT SPECIFICATION  
- TUBES : 2840 kg  
- SMD : 2864 kg  
- PRODUCT : 3.838 kg  
- GROSS : 29.372 kg



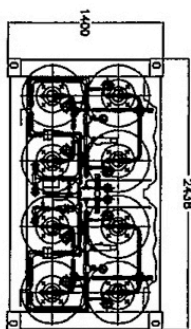
**FRONT VIEW**



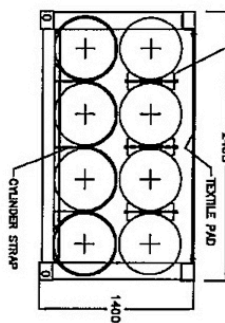
**REAR VIEW**



**A-A SECTION**



**B-B SECTION**



**NOTE**

1. PRODUCT : GNG
2. TUBE :  
 - 8 TUBES, OD 554.8mm(22") x 10986mm(36")  
 - TOTAL WATER VOLUME : 2240L x 8BT = 17920 LITR
3. SMD : ACCORDING TO ISO 868
4. WEIGHT SPECIFICATION  
 - TUBES : 22.840 kg  
 - SMD : 2.864 kg  
 - PRODUCT : 3.838 kg  
 - GROSS : 29.572 kg

TP TABLE

TP NO	NAME	SIZE	RAIO, TYPE AND JAVING	REMARK
TP 01	GAS METER	2"	ANSI-300#	
TP 02	GAS METER	2"	ANSI-300#	
TP 03	WATER GAGE	2"	ANSI-300#	
TP 04	WATER GAGE	2"	ANSI-300#	

HEAT EXCHANGER 1

HEAT CAPACITY	5000
DES. PRESS.(MM/HG)	Bar/g
DES. TEMP.(MM/HG)	°C
OPER. PRESS.	Bar/g
OPER. TEMP.	°C
SIZE(DO x L) / INCH	mm
MATERIAL OF SHELL	ASTM-A36
	C.S.

LINE TABLE

LINE NO	TYPE	SIZE	MATERIAL	REMARK
LINE 01	REGULATING	2"	A-108	C.S.
LINE 02	1ST REGULATING	2"	A-108	C.S.
LINE 03	2ND REGULATING	2"	A-108	C.S.
LINE 04	WATER LINE	2"	A-108	C.S.

HEAT EXCHANGER 2

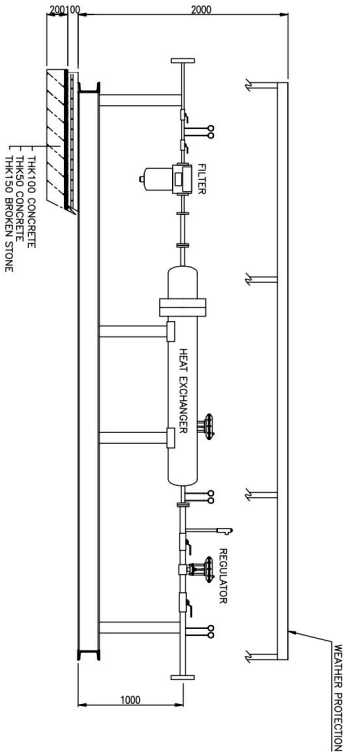
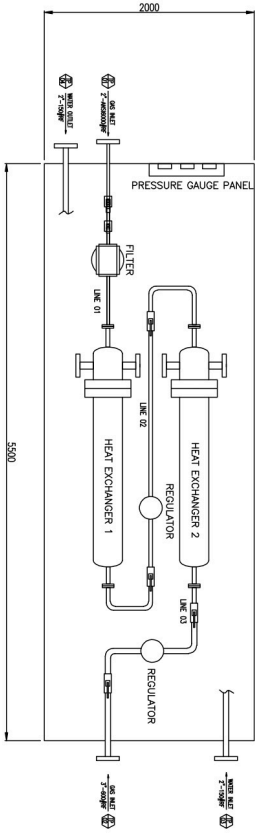
HEAT CAPACITY	5000
DES. PRESS.(MM/HG)	Bar/g
DES. TEMP.(MM/HG)	°C
OPER. PRESS.	Bar/g
OPER. TEMP.	°C
SIZE(DO x L) / INCH	mm
MATERIAL OF SHELL	ASTM-A36
	C.S.

VALVE TABLE

LINE NO	NAME	SIZE	QTY	MATERIAL	REMARK
VALV 01	SHUT OFF VALVE	2"	8	ASTM-A36/PIRE	
VALV 02	SHUT OFF VALVE	2"	4	ASTM-A36/PIRE	

FILTER

HEAT CAPACITY	5000
DES. PRESS.(MM/HG)	Bar/g
DES. TEMP.(MM/HG)	°C
OPER. PRESS.	Bar/g
OPER. TEMP.	°C
SIZE(DO x L) / INCH	mm
MATERIAL OF SHELL	C.S.



<PRU ARRANGEMENT AND FOUNDATION>  
DRAWING OF ONE BRANCH



**PRAMITA AYU  
NURDIA NINGRUM**

September 15, 1991

081216931799

pramitaa.tumblr.com

nurdia.ningrum@gmail.com

I am interested in everything about energy and nature. Energy used by all of human civilization. Being the power source metric of civilization, World Energy Consumption has deep implications for humanity's social-economic-political sphere.

Besides of biggest users of Energy are residential and Industry sector, I also really interested in architectural design. So I chose to concentration in management energy in residential and industry. I hope this can be one step goes to zero loss of energy so that we can live comfortably and happily in bright future of our earth

Actually, if you want to identify, ask me not where I live, or what I like to eat, or how I comb my hair, but ask me what I am living for, in detail, and ask me what I think is keeping me from living fully for the things I want to live for. Because sometimes, something that sounded loud is something really wanted to hide. And the answer of what is always this is, but not the How.

I like learn everything and I always try to respect differences, because we life in everything is completely relative, what do you think is wrong here can be true elsewhere. And imposing size of our shoes to another person it was very painful.